इसे वेबसाईट www.govtpressmp.nic.in
से भी डाउन लोड किया जा सकता है.

मध्यप्रदेश राजपत्र

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 1] भोपाल, शुक्रवार, दिनांक 1 जनवरी 2016—पौष 11, शक 1937

भाग ४

विषय-सूची

(क) (1) मध्यप्रदेश विधेयक, (2) प्रवर समिति के प्रतिवेदन, (3) संसद में पुरःस्थापित विधेयक.
(ख) (1) अध्यादेश, (2) मध्यप्रदेश अधिनियम, (3) संसद के अधिनियम.
(ग) (1) प्रारूप नियम, (2) अन्तिम नियम.

भाग ४ (क)—कुछ नहीं

भाग ४ (ख)—कुछ नहीं

भाग ४ (ग)

नियम

कार्यालय, कलेक्टर, होशंगाबाद, मध्यप्रदेश

होशंगाबाद, दिनांक 19 अक्टूबर 2015

क्र. 6119-वित्त-ए.एफ.सी.-26-2015-16.—श्रमायुक्त, मध्यप्रदेश इन्दौर की अधिसूचना क्र. 1-11-अन्वे-पांच-2015-33056-355, इन्दौर, दिनांक 1 अक्टूबर 2015 के अनुसार शासकीय दैनिक वेतनभोगी श्रमिकों/कर्मचारियों हेतु दिनाकं 1 अक्टूबर 2015 से दिनांक 31 मार्च 2016 तक की अवधि के लिये प्रभावशील दरें ''अनुसूची (क)'' के अनुसार अधिसूचित की गई है. (उक्त अधिसूचना-न्यूनतम वेतन की दरें श्रमायुक्त, श्रम विभाग, इन्दौर की वेबसाईट www.labour.mp.gov.in पर भी देखी जा सकती है.

मध्यप्रदेश वित्त संहिता भाग-2 के परिशिष्ट 6 के नियम 43 के प्रावधानों के अन्तर्गत न्यूनतम वेतन अधिनियम 1948 के अन्तर्गत शासकीय विभागों में कार्यरत दैनिक वेतन भोगी श्रमिकों एवं कर्मचारियों को

दिनांक 1 अक्टूबर 2015 से 31 मार्च 2016 तक के लिये अनुसूची (क) के आधार पर निम्नानुसार दरें अधिसूचित की जाती है, तद्नुसार जिला-होशंगाबाद के विभिन्न शासकीय विभागों में कार्यरत दैनिक वेतनभोगी श्रमिकों/ कर्मचारियों के लिये परिवर्तनशील महंगाई भत्ते सहित मासिक एवं दैनिक वेतन की दरें लागू होगी :—

अनुसूची (क)

शासकीय विभागों में कार्यरत दैनिक वेतनभोगी श्रमिकों एवं कर्मचारियों के मासिक वेतन एवं दैनिक वेतन की दरें जिसमें परिवर्तनशील महंगाई भत्ता सम्मिलित है. (आंकड़े रुपयों में) (30 दिन के मान से).

श्रमिक वर्ग	न्यूनतम मूल वेतन		परिवर्तनशील महंगाई भत्ता		कुल वेतन		रुपये में राउण्ड अप दैनिक दरें
	प्रतिमाह	प्रतिदिन	प्रतिमाह	प्रतिदिन	प्रतिमाह	प्रतिदिन	प्रतिदिन
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
अकुशल	6500.00	250.00	75.00	2.50	6575.00	252.50	253.00
अर्धकुशल	7057.00	235.23	375.00	12.50	7432.00	247.73	248.00
कुशल	8435.00	281.16	375.00	12.50	8810.00	293.66	294.00
उच्च कुशल	9735.00	324.50	375.00	12.50	10110.00	337.00	337.00

इसके अतिरिक्त कृषि श्रमिकों के लिये अनुसूची निम्नानुसार है:—

कृषि में नियोजन

मासिक एवं दैनिक वेतन की दरें जिसमें परिवर्तनशील महंगाई भत्ता सम्मिलित है (आंकड़े रुपयों में) (30 दिन के मान से).

श्रमिक वर्ग	न्यूनतम मूल वेतन		परिवर्तनशील महंगाई भत्ता		कुल वेतन		रुपये में राउण्ड अप दैनिक दरें
	प्रतिमाह	प्रतिदिन	प्रतिमाह	प्रतिदिन	प्रतिमाह	प्रतिदिन	प्रतिदिन
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
अकुशल कृषि श्रमिक	5350.00	178.33	246.00	8.20	5596.00	186.53	187.00

संकेत भोंडवे, कलेक्टर.

वित्त विभाग
मंत्रालय, वल्लभ भवन, भोपाल
भोपाल, दिनांक 26 नवम्बर 2015

क्रमांक एफ–1–1/2015/नियम/चार– भारत के संविधान के अनुच्छेद 283 के खण्ड (2) द्वारा प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, मध्यप्रदेश के राज्यपाल एतद् द्वारा, कोषालय संहिता जिल्द–एक व जिल्द–दो में निम्नलिखित और संशोधन करते हैं, अर्थात् :–

संशोधन

मध्यप्रदेश कोषालय संहिता में, पूर्वाक्त नियमों के अधीन, जिल्द–एक में, भाग–एक में, धारा दो में, शीर्षक–परिभाषा के अधीन :–

1 खण्ड (ट) के पश्चात्, निम्नलिखित खंड जोड़े जाएं, अर्थात्:–

(ठ) **"प्रशासक"** से अभिप्रेत है संचालनालय कोष एवं लेखा का कोई प्राधिकृत अधिकारी जिसे ई–भुगतान के लिये रेग्यूलेटर द्वारा नाम से प्राधिकृत किया गया है ;

(ड़) **"प्राधिकृतकर्ता"** से अभिप्रेत है कोषालय अधिकारी जिसे इण्टरनेट बैंकिंग सुविधा के अधीन ई–भुगतान का अनुमोदन करने हेतु प्रशासक द्वारा नाम से प्राधिकृत किया गया है ;

(ढ) **"ई–सूची"** से अभिप्रेत है "ई–चेक" उत्सादित करने के पश्चात्, भुगतान हेतु बैंक को भेजी जाने वाली भुगतानों की सूची, जिसमें भुगतान हेतु "ई–चेकों" के विवरण दर्ज हों ;

(ण) **"ई–चेक"** से अभिप्रेत है कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के अधीन इलेक्ट्रानिक प्रारूप में, विशिष्ट पहचान संख्या के साथ उत्सादित (जनरेटेड) चेक जिसका उपयोग प्राप्तकर्ता को ई–भुगतान के लिए किया जाए तथा लेखांकन प्रयोजन के लिये भौतिक चेक के समान समझा जाए ;

(त) **"ई–भुगतान"** से अभिप्रेत है ऐसे भुगतान से जो राज्य सरकार के आहरण एवं संवितरण अधिकारियों द्वारा इलेक्ट्रानिक विधि के माध्यम से प्राप्तकर्ता के बैंक खाते में किय जाएं ;

(थ) **"ई–भुगतान नस्ती"** से अभिप्रेत है कोषालयीन कम्प्यूटरीकृत प्रणाली द्वारा (बैंक के पोर्टल पर अपलोड करने हेतु) उत्सादित इलेक्ट्रानिक डेटा नस्ती, जिसमें भुगतान के समस्त सुसंगत विवरण एन्क्रिप्शन प्रारूप में समाविष्ट हों ;

(द) "**इण्टरनेट बैंकिंग**" से अभिप्रेत है किसी बैंक द्वारा इलेक्ट्रानिक भुगतान करने हेतु उपयोग की जाने वाली प्रणाली ;

(ध) "**रेग्यूलेटर**" से अभिप्रेत है "संचालनालय, कोष एवं लेखा" का विभागाध्यक्ष अथवा उसके द्वारा प्राधिकृत कोई अधिकारी ;

(न) "**अपलोडर**" से अभिप्रेत है "इण्टरनेट बैकिंग" सुविधा के अंतर्गत ई–भुगतान नस्ती को अपलोड करने हेतु प्रशासक द्वारा प्राधिकृत संबंधित कोषालय का अधिकारी/कर्मचारी ;

2. जिल्द–दो में, परिशिष्ट–24 के पश्चात, निम्नलिखित परिशिष्ट जोड़ा जाए, अर्थात् :–

परिशिष्ट–25
(सहायक नियम 457 और 458)

ई–भुगतान के लिए प्रक्रिया :–

प्रस्तावना :– राज्य शासन ने यह विनिश्चित किया है कि शासन की ओर से शासकीय कार्यालयों/लोक निर्माण विभाग/वन विभाग के आहरण एवं संवितरण अधिकारियों द्वारा किए जाने वाले समस्त भुगतान, केवल उन देयकों को छोड़कर जिनमें स्थाई अग्रिम के विरूद्व समायोजन किया गया हो अथवा भुगतान के लिए जिनमें सक्षम प्राधिकारी द्वारा सामान्य अथवा विशेष आदेश द्वारा छूट प्रदान की गई हो, केवल ई–भुगतान पद्वति से किए जाएंगे।

2. भुगतानों से संबंधित सभी सुसंगत विवरण कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के अधीन संधारित किए जाएंगे तथा आयुक्त कोष एवं लेखा तथा बैंक के बीच अनुबंध हस्ताक्षरित किया जाएगा :–

3. बैंक द्वारा रेग्यूलेटर, प्रशासक, प्राधिकृतकर्ता तथा अपलोडर को बैंक के पोर्टल पर, इण्टरनेट बैंकिंग सुविधा का उपयोग करने हेतु लॉगिन/पासवर्ड की किट उपलब्ध कराई जाएगी।

4. रेग्यूलेटर, प्रशासक नामनिर्दिष्ट करने तथा प्रत्येक प्राधिकृतकर्ता की अधिकतम आहरण सीमा निर्धारित करने के लिये, नियम बनाने हेतु उत्तरदायी होगा। वह कोषालय में प्रस्तुत किये गये देयकों की राशि के आधार पर इस सीमा का वर्ष में एक बार पुनर्विलोकन करेगा तथा आवश्यक होने पर सीमा में कमी या वृद्धि करेगा किन्तु कोषालय में प्रस्तुत देयकों के आधार पर किसी कोषालय की सीमा में कमी या वृद्वि करेगा किन्तु कोषालय मे प्रस्तुत देयको के आधार पर किसी कोषालय की सीमा 500

करोड़ रूपये से अधिक निर्धारित किये जाने की दशा में वित्त विभाग का पूर्व अनुमोदन प्राप्त करना। नियम/सीमा निर्धारण के वारे में, बैंक को पत्र या इलेक्ट्रानिकल माध्यम से सूचित किया जाएगा।

5. कोषालय के लिए प्राधिकृतकर्ता तथा अपलोडर नामांकित करने का दायित्व प्रशासक का होगा। करे। एक से अधिक प्राधिकृतकर्ता तथा अपलोडर बनाए जा सकते हैं परन्तु एक समय में एक ही सक्रिय रखा जाएगा।

6. प्राधिकृतकर्ता एवं अपलोडर से यह अपेक्षा की जाती है कि वह अपने कार्य निष्ठा पूर्वक करें तथा अपने पासवर्ड पूर्णतः गोपनीय रखे।

7. किसी प्राधिकृतकर्ता/अपलोडर के प्रभार में परिवर्ततन की दशा में, कोषालय अधिकारी, प्रशासक से तत्काल पूर्ण ब्योरे के साथ प्राधिकृतकर्ता/अपलोडर को सृजित करने/सक्रिय करने/निष्क्रिय करने हेतु अनुरोध कर सकेगा ।

आहरण एवं संवितरण अधिकारी के स्तर पर अपनाई जाने वाली प्रक्रिया निम्नानुसार होगी :–

8. ऐसे दावेदार द्वारा जिसे भुगतान किया जाना है, दिये गये बैंक खाते के विवरण का सत्यापन,निरस्त चेक या चेक की छायाप्रति अथवा अद्यतन बैंक पासबुक या बैंक खाता स्टेटमेंट की सत्यापित प्रति से किया जाएगा।

9. यह सुनिश्चित किया जाना चाहिये कि बैंक खाते के विवरण वास्तविक दावेदार, से संबंधित हैं जिसे भुगतान किया जाना है।

10. कोषालयीन कम्प्यूटर प्रणाली के डेटाबेस में भुगतान प्राप्तकर्ता को पंजीकृत किया जाएगा तथा उसका बैंक खाता विवरण दर्ज किया जाएगा।

11. किसी भी परिस्थिति में किसी अन्य व्यक्ति/संस्था या कार्यालय द्वारा नाम/पदनाम से खोले गये बैंक खातों के विवरण, दावेदार के बैंक खाते के विवरण में अभिलिखित नहीं किये जाएंगे।

12. बैंक खातों के सही विवरण की सत्यता के संबंध में आहरण और संवितरण अधिकारी पूर्णतः उत्तरदायी होगा, इसलिये बैंक खाते के विवरण को सत्यापित व अभिलिखित करने के लिये उसके द्वारा विशेष ध्यान दिया जाना चाहिए।

13. बैंक खाते गलत अभिलिखित होने की दशा में या यदि कोई दावेदार अपने विद्यमान बैंक खाते के विवरण बदलवाने के लिये लिखित में अनुरोध करता है, तो आहरण और संवितरण अधिकारी, अपना यह समाधान करेगा कि बैंक विवरण में परिवर्तन तर्कसम्मत अथवा आवश्यक है, यदि आहरण और संवितिरण अधिकारी का समाधान हो जाता है तो वह विद्यमान बैंक खाते के विवरण को निष्क्रिय करने और बैंक खाते के नये ब्योरे जोड़ने हेतु कोषालय अधिकारी से लिखित में अनुरोध करेगा। तथापि निष्क्रिय बैंक खाते का विवरण कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में सुरक्षित रखा जाएगा।

14. विद्यमान विवरणों वाले खाते मे एक बार सफलतापूर्वक ई–पेमेंन्ट हो जाने के पश्चात बैंक खाते का विवरणो में परिवर्तन करने के किसी भी दावेदार के निवेदन पर तब तक कि पूर्व खाते को बंद करने के पर्याप्त वैध कारण न हो।

15. कोषालय अधिकारी द्वारा विद्यमान बैंक खाते का विवरण निष्क्रिय कर दिये जाने के पश्चात्, आहरण एवं संवितरण अधिकारी उपर वर्णित प्रक्रिया के अनुसार नये बैंक खाते का विवरण अभिलिखित करेगा।

16. अभिलिखित /परिवर्तित बैंक खातों के विवरण से संबंधित समस्त दस्तावेज पांच वर्षो तक या ऐसी किसी अवधि के लिये, जैसी वित्त विभाग द्वारा निर्धारित की जाय, सुरक्षित रखे जाएंगे।

17. जिन प्रकरणों में ई–भुगतान संभव नहीं है अथवा जिन्हें संक्षम प्राधिकारी के सामान्य/विशेष आदेश द्वारा छूट प्राप्त है, तब आहरण और संवितरण अधिकारी, कोषालय अधिकारी से, दावेदार/संस्था आदि के नाम से एकाउण्ट पेयी चेक जारी करने के लिए अनुरोध कर सकेगा। ऐसे भुगतान के लिए पृथक देयक तैयार किया जाएगा।

18. ऐसे प्रकरण जिनमें ई–भुगतान से छूट प्राप्त है अथवा एकाउण्ट पेयी चेक से भी भुगतान संभव नहीं है उन मामलों में आहरण और संवितरण अधिकारी, कोषालय अधिकारी से देयक के साथ प्रमाणपत्र संलग्न कर, अनुरोध करेगा कि भुगतान उसके नाम से कर दिया जाय, जिससे उसके द्वारा दावेदार को राशि संवितरित की जा सके; प्रमाणपत्र में इलेक्ट्रानिक या एकाउण्ट पेयी चेक से भुगतान न करने के कारण का उल्लेख होगा।

19. जब वन विभाग/लोक निर्माण विभाग/उपकोषालय कार्यालय भौतिक चेक लेने का विकल्प चुनते हैं, तब इस निमित्त समुचित कारणों के साथ कोषालय अधिकारी की अनुमति जारी की जाएगी।

20. इन प्रकरणों में जहां आहरण और संवितरण अधिकारी, ऑफलाईन एक्सल फाइल में, दावेदारों के भुगतान के विवरण संलग्न करता है, तब कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के डेटाबेस में पूर्व पंजीकरण अनिवार्य नहीं होगा तथा ऐसे समस्त विवरण एक्सल फाइल से पंजीबद्ध किये जाएंगे। देयक प्रस्तुत करते समय, आहरण एवं संवितरण अधिकारी को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि सभी दावेदारों के बैंक विवरण एक्सल फाइल में अभिलिखित किए गये हैं और प्रत्येक दावेदार के विवरण दर्ज करने के लिये पैरा (1), (2), (4) तथा (5) में वर्णित प्रक्रिया का अनुपालन किया गया है। ई–चेक तथा भौतिक चेक से भुगतान के लिए पृथक–पृथक देयक तैयार किये जायगें।

21. कोषालय में देयक प्रस्तुत करने के पूर्व आहरण एवं संवितरण अधिकारी यह सुनिश्चित करेगा कि सभी दावेदारों के सही बैंक विवरण देयकों में अभिलिखित किये गये हैं। यदि देयक भौतिक रूप से ऑफलाईन कोषालय में प्रस्तुत किये जाते हैं तब आहरण और संवितरण अधिकारी को यह भी सुनिश्चित करना होगा कि दावेदारों के बैंक खाते के विवरण कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में

अभिलिखित किये गये हैं और देयक में विशिष्ट पहचान क्रमांक (यूनिक आइडेंटिफिकेशन नम्बर) भी वर्णित है।

22. यदि कोषालय अधिकारी द्वारा दावेदार के बैंक खाते में किसी अंतर की सूचना दी जाती है तो आहरण एवं संवितरण द्वारा उस अंतर को सुधारने के लिये समुचित प्रक्रिया का तत्काल अनुसरण किया जाएगा।

23. कोषालय में देयक प्रस्तुत कर दिये जाने पर, उस देयक के पावती क्रमांक के आधार पर कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में उपलब्ध जानकारी के आधार पर आहरण एवं संवितरण अधिकारी देयक की स्थिति नियमित रूप से मॉनिटर कर सकते हैं।

24. देयक का भुगतान होने के पश्चात् आहरण एवं संवितरण अधिकारी, कुछ अन्तरालों पर (एक माह से अधिक नहीं) कोषालय से "ई–भुगतान" के विवरण प्राप्त करेगा या इस प्रयोजन के लिये कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में उपलब्ध रिपोर्ट का उपयोग कर सकता है। ई–भुगतान की राशियों एवं ई–भुगतान के बैंक खातों के विवरण देयक की कार्यालय प्रति से सत्यापित करेगा और इस बात का स्वयं समाधान करेगा कि समस्त ई–भुगतान सही बैंक खातों में किये गये हैं।

25. आहरण एवं संवितरण अधिकारी द्वारा बैंक खातों के सत्यापन के दौरान कोई अंतर पाये जाने पर,कोषालय अधिकारी को तत्काल सूचित किया जायेगा और उस अंतर को दूर करने के लिये आवश्यक कार्यवाही की जायेगी।

26 आहरण एवं संवितरण अधिकारी यह सुनिश्चित करें कि सिम (सैलरी इनफॉरमेशन मैनेंजमेण्ट) पासवर्ड किसी और से साझा नहीं किया जाय। पासवर्ड पॉलिसी का पूर्ण पालन किया जाय।

27. कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली से जब कभी असफल संव्यवहार की जानकारी आहरण एवं संवितरण अधिकारी को ज्ञात हो तो वह असफल संव्यवहार के भुगतान हेतु तत्काल अग्रसर होगा।

28. आहरण एवं संवितरण अधिकारी ऐसे सभी असफल संव्यवहारों का सत्यापन तथा असफल संव्यवहारों के बैंक खाते के विवरण को अद्यतन करेगा तथा उसी रीति/ प्रक्रिया का अनुसरण करते हुए देयक प्रस्तुत करेगा जैसा कि राजस्व निक्षेपों के विरूद्ध भुगतान के लिये किया जाता है। इस प्रयोजन के लिये पृथक स्वीकृति आदेश आवश्यक होगा।

कोषालय में अपनाई जाने वाली प्रक्रिया

कोषालय में ई–भुगतान प्रणाली के अंतर्गत देयकों हेतु निम्नलिखित प्रक्रिया का अनुसरण किया जाएगा :–

29. कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के अंतर्गत देयकों के पारित किये जाने के दौरान ई–चेक या चेक का विकल्प चुनने की सुविधा होगी।

30. व्यक्तिशः प्रस्तुत किए गये देयक जिनमें ई–चेक का विकल्प चयन किया गया हो, प्राप्तकर्ता या प्राप्तकर्ताओं के विवरण कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के डेटाबेस से सत्यापित किया जाएगा। यदि बैंक विवरण के सत्यापन की सुविधा उपलब्ध हो तो, नये दावेदार के बैंक खाते के विवरण देयक पारित करने से पूर्व सत्यापित किए जाएंगे। सत्यापन के दौरान यदि बैंक खाता के विवरण गलत पाये जाते हैं तो देयक टिप्पणी के साथ वापस कर दिया जाएगा। देयकों का परीक्षण समुचित नियमों/संहिता के उपबंधों/शासकीय अनुदेशों के अनुसार तथा कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली की सहायता से किया जाएगा।

31. देयक के परीक्षण के पश्चात्, कोषालय अधिकारी देयक को भुगतान हेतु अनुमोदित करेगा या उस पर आपत्ति लगाएगा। कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में पारित किए गये देयक का ई–चेक/चेक स्वतः उत्सादित होगा तथा समुचित लाग–इन की कार्य–सूची में उपलब्ध होगा।

32. चेक लेखक अपने लाग–इन में उपलब्ध समस्त ई–चेकों के लिये ई–सूची उत्सादित करेगा तथा यह ई–सूची कोषालय अधिकारी/सहायक कोषालय अधिकारी के लाग–इन में देखने के लिये उपलब्ध रहेगी। उत्सादित की गई ई–सूची की मुद्रित प्रति सहायक कोषालय अधिकारी के माध्यम से उसके आद्याक्षरों सहित कोषालय अधिकारी को प्रस्तुत की जाएगी। उपकोषालय में ई–सूची उपकोषालय अधिकारी को प्रस्तुत की जाएगी।

33. कोषालय अधिकारी अपने लाग–इन में उपलब्ध ई–सूची/सूची का परीक्षण करेगा तथा अनुमोदित करेगा एवं उसकी मुद्रित प्रति पर अपने हस्ताक्षर करेगा। उत्सादित सूची के किसी ई–चेक/चेक में कोई अंतर पाये जाने की दशा में कोषालय अधिकारी उस ई–चेक/चेक को अनुमोदन के पूर्व सूची से हटा देगा। सूची के अनुमोदन हो जाने के पश्चात् उसमें कोई परिवर्तन अनुज्ञात नहीं होगा। सूची को मुद्रित तथा हस्ताक्षरित प्रति कोषालय में पांच वर्ष के लिये सुरक्षित रखी जाएगी।

34. वन विभाग/ लोक निर्माण विभाग के आहरण एंव संवितरण अधिकारी ई–चेक के विकल्प का चयन करेगे तथा कम्प्युटरीकृत प्रणाली का उपयोग कर ई–चेक उत्सादित करेगे तथा ई–सूची उत्सादित, अनुमोदित, मुद्रित एवं हस्ताक्षरित करेंगे। मुद्रित और हस्ताक्षरित ई–सूची की प्रति इन आहरण अधिकारियों एवं कोषालय के अभिलेख में पांच वर्ष तक सुरक्षित रखी जाएगी।

35. भुगतान की प्रविष्टियों को ई–सूची उत्सादित होने के पश्चात् ही ई–नस्ती में सम्मिलित किया जाएगा। कोषालय अधिकारी का उत्तरदायित्व होगा कि ई–भुगतान नस्ती में वन विभाग व लोक निर्माण विभाग के आहरण एवं संवितरण अधिकारी तथा उप कोषालय के ई–चेकों को सम्मिलित करें। वन विभाग व लोक निर्माण विभाग के आहरण एवं संवितरण अधिकारी तथा उप कोषालय द्वारा उत्सादित ई–चेकों की शुद्धता के लिये कोषालय अधिकारी, उत्तरदायी नहीं होगा।

36. ई–सूची उत्सादित होने के पश्चात्, समस्त ई–चेक कोषालय अधिकारी के लॉग–इन में उपलब्ध होंगे। समस्त/चयनित ई–चेकों की ई–भुगतान नस्ती कोषालय अधिकारी द्वारा उत्सादित की जाएगी जो कि एनक्रिप्शन द्वारा सुरक्षित रखी जाएगी।

37. अपलोडर द्वारा ई–नस्ती इण्टरनेट बैकिंग के माध्यम से बैंक के पोर्टल में अपलोड की जाएगी।

38. अपलोडर, ई–सूची की कुल राशि तथा बैंक में संदेय ई–चेकों की कुल राशि का मिलान करेगा। यदि दोनों राशि समान हों तो ही भुगतानों को अधिकृत करने के लिये ई–भुगतान नस्ती अपलोड की जाएगी।

39. इण्टरनेट बैकिंग सुविधा का प्रयोग करते हुए, अपलोडर द्वारा अपलोड की गयी ई–भुगतान नस्ती, अधिकृतकर्ता (कोषालय अधिकारी) द्वारा अधिकृत की जाएगी। यदि भुगतान आगामी तारीखों में किया जाना हो तो तद्नुसार तिथि नियत की जाएगी।

40. बैंक, ई–भुगतान नस्ती की कुल राशि को शासकीय खाते से विकलित करेगा और तद्नुसार लगेज फाइल कोषालय को भेजेगा। भुगतान किये गये ई–चेकों के विमोचन के लिये, अपलोडर उसी दिन या अगले दिन लगेज फाइल को कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में अपलोड करेगा। ई–नस्ती के किसी "असफल संव्यवहार" की राशि को, बैंक ई–नस्ती क्रमांक तथा असफल संव्यवहार के अन्य ब्यौरो के साथ चालान के माध्यम से राजस्व लेखा शीर्ष में जमा करेगा। बैंक द्वारा कोषालय को राशि उपलब्ध कराई जाएगी।

41. ई–भुगतान नस्ती क्रमांक तथा उससे संबंधित असफल संव्यवहार का चालान क्रमांक कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में इस तरह व्यवस्थित रहेंगे कि संबंधित आहरण और संवितरण अधिकारी के लॉग–इन में उनका विवरण उपलब्ध हो।

42. असफल संव्यवहार के पुनः भुगतान के लिये परिशिष्ट–25 के खण्ड–2 (21) के अनुसार आहरण और संवितरण अधिकारी कार्यवाही करेगा।

43. कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में उत्सादित किए गये ई–चेकों की रिपोर्ट, आहरण और संवितरण अधिकारी द्वारा लेखांकन और अभिलेख के प्रयोजन के लिये प्रयोजन के लाई जाएगी।

परिशिष्ट–26
(नियम 121 देखिए)

इलेक्ट्रानिक देयक तैयार उत्सादित, प्रस्तुत एवं पारित करने की प्रक्रिया :–
एक–आहरण एवं संवितरण कार्यालय :–

1. आहरण एवं संवितरण अधिकारी एवं देयक तैयार करने के लिये जिम्मेदार प्रत्येक कर्मचारी को कोषालय कम्प्यूटर प्रणाली से उत्सादित लॉग–इन आई.डी. तथा पासवर्ड दिया जाएगा। नियमित रूप से कुछ अंतरालों पर पासवर्ड बदलते रहना चाहिए। संबंधित अधिकारी/कर्मचारी पासवर्ड की सुरक्षा के लिए जिम्मेदार होगा।

2. आहरण एवं संवितरण अधिकारी के कार्यालय में देयक तैयार करने के लिये जिम्मेदार कर्मचारी द्वारा कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के माध्यम से इलेक्ट्रानिक देयक विहित प्ररूप में, समस्त सुसंगत विवरण सहित तैयार किया जाएगा। देयक के साथ समस्त अभिलेख/विवरण इलेक्ट्रानिक रूप में संलग्न किए जाएगें। सब वाउचर/अभिलेख जो इलेक्ट्रानिक रूप में उपलब्ध नहीं है, वे स्कैन किए जाएगें और उनकी स्कैन प्रतियां इलेक्ट्रानिक देयक के साथ संलग्न की जाएंगी।

3. सक्षम अधिकारी/आहरण व संवितरण अधिकारी द्वारा स्वीकृति आदेश / देयक में डिजिटल हस्ताक्षर किए जाएंगे। यद्यपि, कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में एक उपयोगकर्ता से दूसरे उपयोगकर्ता तक देयक भेजने के लिये डिजिटल हस्ताक्षर आवश्यक नहीं होंगे।

4. देयक जिसमें प्रतिहस्ताक्षर अपेक्षित है, कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के अंतर्गत ऑनलाइन अनुमोदन के लिये प्रतिहस्ताक्षर प्राधिकारी को अग्रेषित किया जाएगा। ऑफलाइन स्वीकृति की दशा में आदेश की स्कैन की गयी प्रति या आदेश का विवरण देयक के साथ संलग्न किये जाएंगे।

5. जब पुस्त अंतरण द्वारा समायोजन किया जाना हो तो जिस लेखा शीर्ष में राशि का समायोजन होना है उसका यथोचित एवं पूर्ण वर्गीकरण देयक के ऊपर अभिलिखित किया जाएगा।

6. सामान्य या विशेष आदेश द्वारा छूट दिये गये प्रकरणों के सिवाय, सभी भुगतानों के लिये ई–भुगतान अनिवार्य होगा। सक्षम प्राधिकारी के सामान्य या विशेष आदेश द्वारा ई–भुगतान से छूट दिये गये प्रकरणों के लिये पृथक देयक तैयार किया जायेगा और चेक से भुगतान का विकल्प चयन करते हुए मध्य प्रदेश कोषालय संहिता जिल्द–2 की परिशिष्ट 25 के उपबंधो के अनुसार तैयार किया जायेगा।

7. आहरण एवं संवितरण अधिकारी की स्वीकृति/अनुमोदन के लिये देयक इलेक्ट्रानिक रूप में अग्रेषीत किया जायेगा, यदि देयक उसके द्वारा स्वयं तैयार नहीं किया गया हो। ऐसा अग्रेषित देयक आगली कार्यवाही किए जाने के लिये आहरण एवं संवितरण अधिकारी के लॉग–इन में उपलब्ध रहेगा।

8. आहरण के लिये सुसंगत नियमों, संव्यवहार से संबंधित आवश्यक विवरण जैसे प्राप्तकर्ता का नाम, बैंक खाता, देय राशि, संलग्न अभिलेखों की सत्यता, आदि का आहरण एंव संवितरण अधिकारी द्वारा परीक्षण किया जाएगा और यदि आवश्यक हो तो, सुधार किया जायेगा। आहरण एवं संवितरण अधिकारी, समाधान हो जाने पर भुगतान हेतु देयक अनुमोदित करेगा।

9. अनुमोदित देयक का प्रिंट लिया जाएगा और देयक अनुसूचियों व सुसंगत सब वाउचरो की हार्ड कापी पर आहरण एंव संवितरण अधिकारी द्वारा समुचित स्थान पर हस्ताक्षर किये जाएंगे। ये हस्ताक्षरित अभिलेख, देयक की कार्यालय प्रति के रूप में आहरण एवं संवितरण अधिकारी के कार्यालय में सुरक्षित रखे जाएंगे।

10. कार्यालय प्रति हस्ताक्षरित हो जाने के पश्चात्, कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्राणाली के अंतर्गत आहरण एवं संवितरण अधिकारी इलेक्ट्रानिक देयक कोषालय को अग्रेषित करेगा। देयक की हार्ड कॉपी कोषालय को नही भेजी जाएगी। सफलतापूर्वक अग्रेषित देयक के लिये एक पावती क्रमांक कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में उत्सादित होगा जिसे देयक के कार्यालय प्रति में आहरण एवं संवितरण अधिकारी द्वारा अभिलिखित किया जाएगा।

11. पावती क्रमांक के आधार पर, आहरण एवं संवितरण अधिकारी समय–समय पर देयक की स्थिति ज्ञात कर सकते हैं। भुगतान के लिये देयक पारित हो जाने पर, कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली के माध्यम से भुगतान का विवरण मुद्रित (प्रिंट) किया जा सकता है।

12. देयक के भुगतान के पश्चात्, आहरण एवं संवितरण अधिकारी भुगतान का विवरण अभिलिखित करेगा या भुगतान विवरण की मुद्रित प्रति पर विधिवत हस्ताक्षर कर देयक की कार्यालय प्रति के साथ संलग्न करेगा। मूल सब वाउचर पर "भुगतान और निरस्त" अंकित कर कार्यालय में रखा जाएगा। कार्यालय में सुरक्षित रखे गये देयक और मूल सब वाउचर निरीक्षण/लेखा परीक्षण के लिये प्रस्तुत किए जाएंगे।

दो–कोषालय

13. आहरण एवं संवितरण अधिकारी द्वारा इलेक्ट्रानिक रूप से अग्रेषित देयक कोषालय के देयक लिपिक के लॉग–इन में उपलब्ध होगा। कोषालय में देयक की ऑनलाइन प्राप्ति होने पर, देयक लिपिक, देयक का परीक्षण कर यह जांच करेगा कि देयक विहित प्रारूप में है, उसमें आवश्यक संलग्नक हैं, लेखा शीर्ष सही है एवं सभी आवश्यक विवरण व स्वीकृतियां देयक के साथ इलेक्ट्रानिक रूप में हैं।

14. देयक की जांच के पश्चात्, कोषालय लिपिक अपनी टिप्पणी/आपत्ति सहित (यदि कोई हो) सहायक कोषालय अधिकारी को देयक ऑनलाइन अग्रेषित करेगा। जांच पश्चात्, सहायक कोषालय अधिकारी अपनी टिप्पणी सहित उसे कोषालय अधिकारी को अग्रेषित करेगा। अग्रेषित देयक कोषालय अधिकारी की कार्य सूची में उपलब्ध रहेगा।

15. देयक का परीक्षण करने के पश्चात्, कोषालय अधिकारी भुगतान के लिये देयक पारित करेगा या उसमें आपत्ति लगाकर उसे लौटा देगा। कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में, पारित किये गये देयकों के उत्सादित ई–चेक/ चेक यथोचित लॉग– इन में उपलब्ध होंगे।

16. आपत्तिकृत देयक, आपित्त के विवरण सहित आहरण एवं संवितरण अधिकारी के कार्य सूची में उपलब्ध होगा।

17. भौतिक चेक की दशा में, कोषालय का चेक लेखक चेक मुद्रित करेगा तथा जारी किए जाने वाले चेकों की सूची उत्सादित करेगा। ई–चेकों के लिये ई–सूची उत्सादित की जाएगी। सूची व ई–सूची चेक लेखक द्वारा पृथक–पृथक मुद्रित की जाएंगी और सहायक कोषालय अधिकारी के मार्फत कोषालय अधिकारी को प्रस्तुत की जायगीं। सूची के साथ भौतिक चेक हस्ताक्षर के लिये कोषालय अधिकारी को प्रस्तुत किए जाएंगे। उप कोषालय में, सूची/ई–सूची चेक लेखक द्वारा उप कोषालय अधिकारी को सीधे प्रस्तुत की जायगी।

18. कोषालय अधिकारी के लॉग–इन पर उपलब्ध सूची/ई–सूची के परीक्षण उपरांत, वह उसे अनुमोदित करेगा तथा मुद्रित प्रति पर हस्ताक्षर भी करेगा। सूची/ई–सूची में सम्मिलित किसी चेक में विसंगति पाई जाने पर उस ई–चेक/चेक को सूची से हटाते हुए अनुमोदन करेगा। अनुमोदन के उपरांत ई–चेक/चेक में कोई परिवर्तन अनुज्ञात नहीं किया जाएगा। मुद्रित एवं हस्ताक्षरित सूची/ई–सूची उस अधिकारी की अभिरक्षा में पांच वर्ष तक सुरक्षित रखी जाएगी जो सहायक कोषालय अधिकारी के पद से निम्न न हो।

19. सूची पर हस्ताक्षर करने के पश्चात्, कोषालय अधिकारी भौतिक चेकों पर हस्ताक्षर करेगा और उन्हें पटल पर वितरण हेतु उपलब्ध करवाएगा। तथापि ई–चेकों की दशा में परिशिष्ट–25 के अनुसार ई–भुगतान की कार्यवाही की जाएगी।

20. देयक के भुगतान की प्रक्रिया पूर्ण होने पर आहरण एवं संवितरण अधिकारी के लॉग–इन पर सूचना उपलब्ध होगी।

21. आपत्ति वाले देयक की दशा में, आहरण एवं संवितरण अधिकारी आपत्ति का निराकरण करेगा और उसे पुनः कोषालय को अग्रेषित करेगा। वह देयक उसी पावती संख्या के साथ अग्रेषित किया जाएगा जो उसके प्रथम बार प्रस्तुत करते समय उत्सादित हुई थी। यदि देयक आहरण एवं संवितरण अधिकारी द्वारा, कोषालय से वापसी की तारीख के पश्चात् तीस दिवस के भीतर या चालू वित्तीय वर्ष की 31 मार्च तक, जो भी पूर्वतर हो, पुनः प्रस्तुत नहीं किया जाता है तो देयक निरस्त किया गया समझा जाएगा और निरस्त देयकों की सूची में उपलब्ध होगा।

22. महालेखाकार कार्यालय कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में स्टेक होल्डर होगा। इलेक्ट्रानिक प्रमाणक/सब बाउचर, कोषालय लेखा से संबंधित रिपोर्ट डाउनलोड करने एवं प्रिंट करने की सुविधा महालेखाकार, मध्यप्रदेश के प्राधिकृत अधिकारी को उपलब्ध कराई जाएगी। कोषालय अधिकारी मासिक लेखे उत्सादित करेगा और

इलेक्ट्रानिक रूप से भेजेगा। इलेक्ट्रानिक लेखों की पुष्टि के लिए मुद्रित एवं हस्ताक्षरित भुगतानों की सूची (एल.ओ.पी.) व प्राप्तियों की सूची (एस.ओ.आर.) महालेखाकार को भेजी जाएगी। कोषालय अधिकारी द्वारा भौतिक चालान/प्रमाणक/सहायक पंजी महालेखाकार को प्रदाय नहीं की जाएंगी।

23. कोषालय कम्प्यूटरीकृत प्रणाली में, इलेक्ट्रानिक लेखे का विवरण, महालेखाकार कार्यालय के अधिकृत अधिकारी/कर्मचारी के लॉग–इन में, डाउनलोड करने की सुविधा के साथ उपलब्ध होगा।

24. लोक निर्माण विभाग के संबंधित अधिकारी/आवास आवंटन अधिकारी द्वारा शासकीय आवासों के भाड़े की प्राप्तियॉं/अनुज्ञप्ति शुल्क की अनुसूची उत्सादित कर लेखांकन के लिये संकलित की जाएंगी और लेखा परीक्षण के प्रयोजन के लिए सुरक्षित अभिरक्षा में रखी जाएगीं।

No. F-1-1/2015/Rule/IV- In exercise of the powers conferred by clause(2) of article 283 of the Constitution of India, the Governor of Madhya Pradesh, hereby, makes the follwoing further amendments in the Treasury Code Volume-I and Volume-II, namely :-

AMENDMENTS

1. In Said Code,-

In the Volume-I, in Part-I, in Section II, under the heading definitions; after clause (k), the following clauses shall be added, namely:-

(l) **"Administrator"** means any Authorized Officer of Directorate of Treasuries and Accounts who has been authorized by Regulator by name for E-payments.

(m) **"Authorizer"** means Treasury Officer who is authorized by the Administrator by name to approve E-payments under the Internet Banking facility.

(n) **"E-Advice"** means a list of payments to be sent to bank after "e-cheque" generation, which contains details of "e-cheques" for payment.

(o) **"E-cheque"** means cheque generated in electronic form under Treasury Computerized System with unique identification number

to be used for E-payment to the recipient and shall be treated as physical cheque for the purpose of accounting.

(p) **"E-payment"** means such payments which are credited in recipient's Bank Account by Drawing and Disbursing Officer of State Government through electronic mode;

(q) **"E-payment file"** means electronic data file (to be uploaded in Bank's portal) generated through Treasury Computerized System, which contains all relevant details of payments in encrypted form;

(r) **"Internet Banking"** means such system which is used by any bank to perform electronic payment.

(s) **"Regulator"** means head of the department of "Directorate of Treasuries and Accounts" or any officer authorized by him.

(t) **"Up loader"** means officer/employee of concerned Treasury authorized by the Administer for uploading e-payment file under "Internet Banking" facility.

2- In Volume-II after Appendix-24, the following Appendix shall be added, namely:-

Appendix-25

(Subsidiary rule-457 and 458)

Procedure for e-payment:-

Introduction: - State Government has decided that all payments on behalf of the Government shall be made by Drawing and Disbursing Officers of Government Offices / Public Works Department/Forest Department through e-payment only, except for those bills in which adjustments are made against Permanent Advance or for payments which are exempted by Competent Authority by general or special order.

2. All relevant details related to payments shall be maintained under Treasury Computerized System and an agreement shall be signed between Commissioner, Treasuries and Accounts and Bank.

3. To access Internet Banking facility in Bank's portal, Bank shall provide login/password kit to Regulator, Administrator, Authorizer and Up-loader.

4. Regulator shall be responsible to nominate Administrator, and to set up rules to fix maximum drawing limit for each Authorizer. He shall review this limit once in a year on the basis of amount of bills presented in the Treasury and shall when necessary decrease or increase the limit but prior approval of Finance Department shall be mandatory in case of limit is to be fixed beyond Rs. 500 Crore for any Treasury, based on the bills presented in the Treasury. An intimation regarding rules/limit determination shall be sent to the Bank either by letter or electronically.

5. Administrator shall be responsible to nominate Authorizer and Up-loader for the Treasury. More than one Authorizer and Up-loader can be nominated but only one Authorizer shall be kept active at a time.

6. Authorizer and Up-loader are supposed to accomplish their works sincerely and to keep their passwords strictly confidential.

7. In case of change of charge of any Authorizer/Up loader, the Treasury Officer shall immediately request Administrator with complete details to create/activate/deactivate Authorizer/Up-loader.

Procedure to be adopted at Drawing and Disbursing Officer level shall be as follows:-

8. Bank Account details provided by such claimant to whom payment is to be made, shall be verified from a cancelled cheque or xerox copy of cheque or updated Bank Passbook or verified Statement of Bank Account.

9. It should be ensured that the Bank Account details are related to the genuine claimant to whom payment is to be made.

10. Payment recipient shall be registered in the data base of Treasury Computerized System and the bank details shall also be recorded therein.

11. In no circumstances details of Bank Accounts opened in the name of any other person/ institute or office by name/designation shall be recorded in the Bank Account details of the claimant.

12. Drawing and Disbursing Officer shall be fully responsible for the correctness of Bank Account details, therefore special care should be taken by him to verify and record Bank Account details.

13. In case, if wrong bank details are recorded or if any claimant requests to change his existing Bank Account details in writing then Drawing and Disbursing Officer shall satisfy himself whether the change in bank details is logical or necessary. If the Drawing and Disbursing Officer satisfied, he shall request in writing to the Treasury Officer to deactivate existing Bank Accounts details and to add new Bank Account details. However the deactivated Bank Accounts details shall be preserved in the Treasury Computerized System.

14. No request for change in bank account details from any claimant shall be entertained, in case once e-payment is successfully made

in the existing account details, unless there are sufficient valid reasons to close the previous account.

15. After deactivating the existing Bank Account details by Treasury Officer, Drawing and Disbursing Officer shall record the new Bank Account details as per the process described above.

16. All documents related to recorded/changed Bank Account details shall be kept safe for five years or any such period as may be determined by the Finance Department.

17. In cases where e-payment is not possible or exempted by Competent Authority by general/special order, then Drawing and Disbursing Officer shall request the Treasury Officer to issue account payee cheque for claimant/institute etc. A separate bill shall be prepared for such payment.

18. In such cases in which e-payment is exempted or payment through account payee cheque is also not possible, the Drawing and Disbursing Officer shall request to the Treasury Officer submitting bill along with a certificate certificate mentioning reasons for not making payment electronically or by account payee cheque, to make payment in his name so that the amount may be disbursed to me claimant.

19 When Forest Department /Public Works Department/Sub Treasury office opts for taking physical cheque, then permission of the Treasury Officer with appropriate reason shall be issued in this behalf.

20. In cases, where Drawing and Disbursing Officer attaches the details for payments of claimants in offline Excel file, then pre-registration in database of Treasury Computerized System shall not be compulsory and all such details shall be registered from Excel

file. At the time of submission of bill, the Drawing and Disbursing Officer shall ensure that bank details of all claimants are recorded in Excel file and for recording each claimant details, procedure described in paragraph (1), (2), (4) and (5) shall be followed. Separate bills shall be prepared for e-cheque and physical cheque payments.

21 Prior to submission of bill in Treasury, Drawing and Disbursing Officer shall ensure that correct verified bank details of all claimants have been recorded. If the bill is physically presented offline in Treasury, then the Drawing and Disbursing Officer shall also ensure that bank account details of claimants has been recorded in Treasury Computerized System and the unique identification number is also mentioned in the bill.

22 If any discrepancy is reported in Bank Account details of claimant by Treasury Officer then Drawing and Disbursing Officer shall immediately follow appropriate procedure to rectify the said discrepancy of Bank Account details.

23 On submission of a bill in Treasury, on the basis of "Receipt Number" of the bill, Drawing and Disbursing Officer may monitor the status of the bill regularly on the basis of the information available within the Treasury Computerized System.

24 Once the bill has been paid, Drawing and Disbursing Officer shall collect "e-payment" details from the Treasury in some intervals (not exceeding one month) or for this purpose may use reports available on Treasury Computerized System. He shall verify e-payment amounts and bank details of e-payment made from office copy of the bill and shall satisfy himself that all e-payments have been made in correct Bank Accounts.

25. In case any discrepancy is found by Drawing and Disbursing Officer during verification, Treasury Officer shall be intimated immediately and necessary action shall be taken to resolve the discrepancy.

26 Drawing and Disbursing Officer shall ensure that the SIM (salary information management) password should not be shared with anyone. The password policy shall be followed.

27 Account of claimant shall be updated immediately, wherever Drawing and Disbursing Officer finds failed transaction information within Treasury Computerized System, he shall immediately proceed to make payment in respect of failed transaction.

28 Drawing and Disbursing Officer shall verify all such failed transactions and updated Bank Account details of failed transactions; and shall submit the bill in the same manner/ procedure as adopted in case of payment against Revenue Deposit. For this purpose separate sanction order shall be required.

Procedure to be adopted at Treasury

Following procedure shall be followed for bills under e-payment system at Treasury:-

29. There shall be a facility to opt for e-cheque or cheque during passing of bills under Treasury Computerized System.

30. For the bill submitted manually and opted for e-cheque, then the details of recipient or recipients shall be verified form the database of Treasury Computerized System. If verification facility of bank details is available then bank account details of new claimant shall be verified before passing of the bill. If bank details are found incorrect during verification, then bill shall be returned with note. Bills shall be examined according to the appropriate rules/code

provisions /Government instructions and with the help of Treasury Computerized System.

31. After examination of the bill, the Treasury Officer shall either approve the bill for payment or object it. In Treasury Computerized System, the e-cheque/cheque for passed bill shall be automatically generated and available in the work list of appropriate login.

32. Cheque writer shall generate and print e-advice for all available e-cheques in his login, and the e-advice shall be available in view mode in Treasury Officer/Assistant Treasury Officer login. Printed copy of generated e-advice shall be presented to Treasury Officer through Assistant Treasury Officer with his initial. At Sub-Treasury, e-advice shall be presented to Sub-Treasury Officer.

33. Treasury Officer shall examine and approve e-advice/advice available in his login and sign on its printed copy. In case of any discrepancy found in any e-cheque/cheque of the generated advice then Treasury Officer shall remove that e-cheque/cheque from the advice before approval. No change shall be allowed once the advice is approved. Printed and signed copy of advice shall be kept safe for five years in Treasury.

34. Drawing and Disbursing Officers of Forest Department /Public Works Department shall select e-cheque option and generate e-cheque using Treasury Computerized System and e-advice shall be generated and approved, printed and signed. Printed and signed copy of e-advice shall be kept safe for five years in the record of these Drawing and Disbursing Officers and the Treasury.

35. Payment entries in e-file shall be included only after e-advice is generated. Treasury Officer shall be responsible to include e-cheques of Drawing and Disbursing Officers of Forest Department and Public Works Department and Sub-Treasury in e-payment file, Treasury Officer shall not be responsible for the correctness of e-cheque generated by Drawing and Disbursing Officers of Forest Department and Public Works department and Sub-Treasury.

36. After generation of advice, all e-cheques shall be available in the login of Treasury Officer. Treasury Officer shall generate e-payment file of all/ selected e-cheques, which will be secured by encryption.

37. Up loader shall upload e-file in the portal of the bank through internet banking.

38. Up loader shall compare the total amount of e-advice and total amount of e-cheques payable in bank. E-file shall be uploaded for authorization of payments, only if both the amounts are the same.

39. Authorizer shall authorize the e-file uploaded by up loader using internet banking facility. If the payments are to be made in forthcoming dates then the payments shall be scheduled accordingly.

40. Bank shall debit the total amount of e-file from Government account and accordingly, luggage file shall be sent to the Treasury. Up loader shall upload the luggage file in Treasury Computerized System on the same day or next day to discharge e-cheques. Bank shall deposit the amount of any "failed transaction" of the e-file in the Revenue Head of account via challan mapped with e-file number and other details of failed transaction. Bank shall provide the amount to the Treasury.

41. E-file number and related failed transaction challan number shall be so mapped in Treasury Computerized System that their details shall be available in the login of concerned Drawing and Disbursing Officer.

42. The Drawing and Disbursing Officer shall act according to clause 2 (21).

43. Reports of e-cheques generated in the Treasury Computerized System shall be used for the purpose of accounting and records by Drawing and Disbursing Officer

Appendix-26
(See rule 121)
Procedure for generation, processing and submission of Electronic bills:-

The Drawing and Disbursing Office:-

1. Drawing and Disbursing Officer and each employee who is responsible for bill preparation shall be provided login ID and password generated through Treasury Computerized System. Password, should be changed regularly at some intervals. The concerned officer/employee shall be responsible for security of the password.

2. Electronic bill shall be prepared in prescribed format with all relevant details through Treasury Computerized System by employee of Drawing and Disbursing Office, who is responsible for bill preparation. All the relevant records/details shall be attached electronically with the bill. Sub-vouchers/ records which are not available electronically shall be scanned and their scanned copies shall be attached with electronic bill.

3. Competent Authority/ Drawing and Disbursing Officer shall sign digitally in the sanction order/ bill. However, digital signature shall not be mandatory to move bill from one user to another user within the Treasury Computerized System.

4. Bill which requires counter signature, shall be forwarded to counter signing authority for online approval under the Treasury Computerized System. In case of offline sanction, scanned copy or the details of the order shall be attached with bill.

5. Appropriate and complete classification of Head of Account in which amount has to be adjusted, shall be recorded over the bill where adjustment is to be made by Book Transfer.

6. Except for the cases exempted by general or special order e-payment shall be mandatory for all payments. Separate bill shall be prepared for cases exempted from e-payments by general or special order of Competent Authority and shall be processed according to provision of Madhya Pradesh Treasury Code Volume-2, Appendix-25 by selecting option for payment by cheque.

7. Bill shall be forwarded electronically to Drawing and Disbursing Officer for sanction/approval, if the bill is not prepared by him. Such forwarded bill shall be available in the login of Drawing and Disbursing Officer for further processing.

8. The relevant rules of drawls, transaction related important details such as payee's name, bank account, payable amount, sanctity of attached documents; etc shall be checked and modified if required, by Drawing and Disbursing Officer. On being satisfied, the Drawing and Disbursing Officer shall approve the bill for payment.

9. Print out of approved bill shall be taken out and hard copies of the bill, schedules and relevant sub-vouchers shall be signed by Drawing and Disbursing Officer at appropriate place. These signed documents shall be kept safely in the office of the Drawing and Disbursing Officer as the office copy of the bill.

10. Once office copy of the bill has been signed, Drawing and Disbursing Officer shall forward electronic bill to Treasury within Treasury Computerized System. Physical copy of the bill shall not be sent to Treasury. A receipt number shall be generated by the Treasury Computerized System for successfully forwarded bill, that receipt number shall be recorded in the office copy of the bill by Drawing and Disbursing Officer.

11. On the basis of the receipt number, the Drawing and Disbursing Officer may check the status of the bill from time to time. Once the

bill has been passed for payment, the details of payments can be printed through Treasury Computerized System,

12. After payment of the bill, Drawing and Disbursing Officer shall record payment details or attach duly signed print out of payment details with the office copy of the bill. Original sub-vouchers shall be marked "paid and canceled" and shall be kept in the office. The copy of the bill and original sub-vouchers which are kept safe in the office shall be produced for Inspection/Audit.

II AT TREASURY

13. Electronically forwarded bill by the Drawing and Disbursing Officer shall be available in the login of bill clerk of Treasury. On receipt of online bill in Treasury the clerk shall examine the bill to check that the bill is in prescribed form, necessary enclosures are attached, Head of Account is correct and all necessary details and sanctions are available with the bill, in electronic form.

14. After checking the bill, Treasury clerk shall forward the bill online to Assistant Treasury Officer with his note/objection (if any). After checking, Assistant Treasury Officer shall forward it to Treasury Officer with his note. Forwarded bill shall be available in the work list of Treasury Officer.

15. After examining the bill, Treasury Officer shall either pass the bill for making payment or object it and return it. For passed bills generated e-cheques/cheques shall be available in appropriate login in the Treasury Computerized System.

16. The objected bill, with the details of objection shall be available in the work list of Drawing and Disbursing Officer.

17. In case of physical cheques, cheque writer of Treasury shall print the cheque and shall generate the advice for cheques to be issued.

--

For e-cheques, e-advice shall be generated. The advice and e-advice shall be printed separately by cheque writer and shall be presented to Treasury Officer through Assistant Treasury Officer. Physical cheques along with the advice shall be presented to Treasury Officer for signature. In case of Sub-Treasury, the advice/e-advice shall be presented by cheque writer directly to Sub Treasury Officer.

18. After examining e-advice/advice available in the login of Treasury Officer, he shall approve the advice and also sign on its printed copy. If any discrepancy is found in any e-cheque/cheque included in the advice, before approving, Treasury Officer shall exclude that e-cheque/cheque from the advice. After approval no change shall be allowed in e-advice/ advice. Printed and signed copy of e-advice/advice shall be kept safely in the custody of officer not below the rank of Assistant Treasury Officer for five years in Treasury.

19. After signing the advice, the Treasury Officer shall sign the physical cheques and make them available at the counter for distribution. However in case of e-cheques, e-payment shall be processed as per appendix-25.

20. On completion of the procedure for payment of the bill, intimation shall be available in the login of Drawing and Disbursing Officer in the Treasury Computerized System.

21. In case of objected bill, Drawing and Disbursing Officer shall remove the objection and forward it again to the Treasury. The bill shall be forwarded with the same receipt number, which was generated at the time of its first submission. If the bill is not re-submitted by Drawing and Disbursing Officer within 30 days after the date of return from Treasury or upto 31st March of current

financial year, whichever in earlier, the bill shall be considered as cancelled and shall be available in the list of cancelled bills.

22. Accountant General Office shall be a "stake holder" in Treasury Computerized System. Facility of downloading and printing electronic vouchers/sub-vouchers, reports related to treasury accounts shall be provided to authorized officer of Accountant General Madhya Pradesh. Treasury Officer shall generate and send monthly accounts electronically. Printed and signed copy of List of Payments (LOP) and Schedule of Receipts (SOR) shall be sent to the Accountant General for confirmation of electronic accounts. Physical chalans/vouchers/Subsidiary Register shall not be rendered by Treasury Officer to the Accountant General.

23. The details of electronic account shall also be available, with the downloading facility in the login of authorized officer/employee of Accountant General Office.

24. Concerned Public Works Department Officer/house allotment officer may generate and compile schedule of license/receipts of rent of Government houses and keep in safe custody for accounting and audit purpose.

मध्यप्रदेश के राज्यपाल के नाम से तथा आदेशानुसार,
अनुरुद्ध मुखर्जी, सचिव.

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग

पंचम तल, मेट्रो प्लाजा, बिट्टन मार्केट, भोपाल–462016

अन्तिम विनियम

भोपाल, दिनांक 21.12.2015

क्रमांक–2267–मप्रविनिआ–2015–यतः मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2005 (जी–26, वर्ष 2005) की प्रथम नियंत्रण अवधि का समापन 31 मार्च, 2009 को हुआ, आयोग ने द्वितीय बहुवर्षीय टैरिफ नियंत्रण अवधि सिद्धांत तथा क्रियाविधियों को वित्तीय वर्ष 2009–10 से वित्तीय वर्ष 2011–12 तक विनिर्दिष्ट किये जाने के संबंध में इन विनियमों में प्रथम पुनरीक्षण {आरजी–26(1), वर्ष 2009} दिनांक 30 अप्रैल, 2009 द्वारा दिनांक 8 मई, 2009 को अधिसूचित किया था। आयोग द्वारा द्वितीय संशोधन दिनांक 24 फरवरी, 2012 द्वारा इस नियंत्रण अवधि को माह मार्च, 2013 तक बढ़ा दिया गया। आयोग द्वारा इन विनियमों का पुनरीक्षण {आरजी–26 (II), वर्ष 2012}, यथा, वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 तक तृतीय बहुवर्षीय टैरिफ नियंत्रण अवधि सिद्धान्त तथा क्रियाविधियों को दिनांक 12 दिसम्बर, 2012 को अधिसूचित किया गया । अतएव, आगामी नियंत्रण अवधि वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 हेतु, विद्युत् उत्पादन की निबंधन तथा शर्तें विनिर्दिष्ट करने की दृष्टि से किया जाना आवश्यक हो गया है;

अतएव, विद्युत् अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 181(2)(जेड) सहपठित धारा 61 तथा इस संबंध में प्रदत्त अन्य समस्त शक्तियों का उपयोग करते हुए, मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग एतदद्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है :–

अध्याय – 1

प्रारंभिक

1. **संक्षिप्त नाम, विस्तार तथा प्रारंभ :**

1.1 इन विनियमों का संक्षिप्त नाम **"मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2015 {आरजी–26 (III), वर्ष 2015}, वर्ष 2015** है ।

1.2 इनका विस्तार सम्पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य पर होगा ।

1.3 ये विनियम दिनांक 1.4.2016 से प्रभावशील होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनकी पूर्व में किसी प्रकार की समीक्षा न की जाए अथवा समयावधि का विस्तार न किया जाए, ये विनियम इनके प्रवृत्त होने की तिथि से तीन वर्ष की अवधि अर्थात् दिनांक 31.3.2019 तक प्रभावशील रहेंगे ।

परन्तु जहां कहीं एक परियोजना अथवा उसके किसी भाग को इन विनियमों के प्रवृत्त होने की दिनांक से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित कर दिया गया हो तथा जिसकी विद्युत्–दर (टैरिफ) उक्त तिथि तक आयोग द्वारा अन्तिम रुप से अवधारित नहीं की गयी हो, ऐसी परियोजना अथवा उसके किसी भाग के प्रकरण में, जैसा कि लागू हो, विद्युत्–दर (टैरिफ) का अवधारण दिनांक 31.03.2016 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु, मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन एवं शर्तें), विनियम, 2012 एवं समय–समय पर जारी किये गये उनके संशोधनों के अनुसार ही अवधारित किया जाएगा ।

2. **विस्तार तथा लागू किये जाने की सीमाः**

2.1 ये विनियम विद्युत् अधिनियम, 2003 की धारा 62 सहपठित धारा 86 के अन्तर्गत किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत् के वितरण हेतु किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में (नवकरणीय ऊर्जा आधारित स्त्रोतों को छोड़कर) उत्पादन टैरिफ अवधारण के समस्त प्रकरणों पर लागू होंगें परन्तु ऐसे विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु लागू न होंगे जहां विद्युत्–दर (टैरिफ) विद्युत् अधिनियम, 2003 की धारा 63 के उपबन्धों के अन्तर्गत केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशा– निर्देशों के अनुरूप प्रतिस्पर्धात्मक बोली की प्रक्रिया के अनुसार प्राप्त की गई हो जैसा कि इन्हें आयोग द्वारा अपनाया गया हो ।

3. **मानदण्डों का परिसीमन उच्चतम होना :**

3.1 इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट मानदण्डों का परिसीमन उच्चतम होगा तथा विद्युत् उत्पादक कंपनी तथा उसके हितग्राहियों को प्रोन्नत मानदण्डों को अपनाये जाने पर सहमति से प्रतिबाधित नहीं करेगा तथा ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत्–दर (टैरिफ) अवधारण हेतु ऐसे प्रोन्नत मानदण्ड हेतु सहमति व्यक्त की जाती हो तो ऐसे प्रोन्नत मानदण्ड लागू होंगे ।

4. **परिभाषाएं :**

4.1 इन विनियमों में, जब तक संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो, –

(क) **'अधिनियम'** से अभिप्रेत है, विद्युत् अधिनियम, 2003 (2003 का 36);

(ख) **'अतिरिक्त पूंजीकरण'** से अभिप्रेत है वास्तविक रुप से किया गया पूंजीगत व्यय अथवा ऐसा व्यय जिसे परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो तथा आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण उपरान्त इन विनियमों के विनियम 20 के उपबन्धों के अनुसार स्वीकार किया गया हो;

(ग) **'सहायक ऊर्जा खपत'** से किसी अवधि के संदर्भ में अभिप्रेत है विद्युत् उत्पादक केन्द्र के सहायक उपकरण जैसे कि विद्युत् उत्पादक केन्द्र के परिचालन संयंत्र तथा मशीनरी, स्विचयार्ड को शामिल

करते हुए, के प्रयोजन हेतु खपत की गई ऊर्जा की मात्रा एवं विद्युत् उत्पादक केन्द्र के अंतर्गत ट्रांसफार्मर हानियां जिन्हें उत्पादक केन्द्र की समस्त इकाईयों द्वारा उत्पादक स्टेशन के छोर (टर्मिनल) पर सकल उत्पादित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाएगा :

परन्तु सहायक ऊर्जा खपत में विद्युत् उत्पादक केन्द्र से संबद्ध आवासीय परिसर तथा अन्य सुविधाओं हेतु खपत की गई ऊर्जा तथा उत्पादक केन्द्र के निर्माण कार्यों पर खपत की गई ऊर्जा को शामिल नहीं किया जाएगा;

(घ) **'अंकेक्षक'** से अभिप्रेत है कम्पनी अधिनियम, 1956 (1956 का 1) की धारा 224, 233बी तथा 619, जैसा कि इसे समय–समय पर संशोधित किया गया हो अथवा कम्पनी अधिनियम 2013 (क्रमांक 18, वर्ष 2013) के उपबंधों अथवा तत्समय प्रवृत्त अन्य किसी प्रभावशील विधि के अंतर्गत विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा नियुक्त किया गया कोई अंकेक्षक;

(ड.) **'बैंक दर'** से अभिप्रेत है भारतीय स्टेट बैंक द्वारा समय–समय पर निर्दिष्ट की गई आधार ब्याज दर या तत्समय प्रवृत्त इसका कोई प्रतिस्थापन, 350 आधार बिन्दुओं को जोड़कर;

(च) **'हितग्राही'** से अधिनियम की धारा 86 की उपधारा 1 के खण्ड (क) तथा (ख) के अन्तर्गत किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है एक विद्युत् वितरण अनुज्ञप्तिधारी जो ऐसे किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र द्वारा उत्पादित विद्युत् का क्रय किसी विद्युत् क्रय अनुबंध के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से या फिर किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से स्थाई प्रभारों के भुगतान द्वारा तथा ग्रिड द्वारा निर्धारित अनुसूची के अनुसार कर रहा हो:

परन्तु जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत् की अधिप्राप्ति किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से कर रहा हो, वहां यह व्यवस्था सहयोजित विद्युत् क्रय अनुबंध तथा विद्युत् विक्रय अनुबंध के माध्यम से की जानी चाहिए;

(छ) संयुक्त चक्र ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में खण्ड से अभिप्रेत है व उसमें सम्मिलित है ज्वलन टरबाईन विद्युत् उत्पादन संयंत्र, सहयोगी अपशिष्ट ऊष्मा पुनर्प्राप्ति वाष्पयन्त्र, संयोजित वाष्प टरबाईन–विद्युत् उत्पादन संयंत्र तथा सहायक इकाईयां ;

(ज) **'पूंजीगत लागत '** से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम **15** द्वारा अवधारित किया हो;

(झ) **'कानून में परिवर्तन'** से अभिप्रेत निम्न में से किसी भी घटना का होना:

(एक) किसी नवीन भारतीय कानून का अधिनियमन, इसको प्रभावशील किया जाना या प्रवर्तित किया जाना; अथवा

(दो) किसी विद्यमान भारतीय कानून को अपनाना, उसमें संशोधन करना, संपरिवर्तन करना, निरस्त करना या उसे फिर से अधिनियमित करना; अथवा

(तीन) किसी ऐसे सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण (ट्रिब्यूनल), अथवा भारतीय सरकार के किसी माध्यम द्वारा जिसे ऐसी व्याख्या हेतु कानून के अन्तर्गत अन्तिम प्राधिकार प्राप्त हो, किसी भारतीय

कानून के निर्वचन या अनुप्रयोग में परिवर्तन किया जाना; अथवा

(चार) किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा किसी परियोजना हेतु किसी सम्मति, या स्वीकृति या अनुमोदन या उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई अनुज्ञप्ति के बारे में किसी शर्त या समझौते में परिवर्तन किया जाना; अथवा

(पांच) इन विनिमों के अधीन विनियमित विद्युत् उत्पादन केन्द्र से संबंधित, भारत सरकार तथा किसी अन्य सम्पूर्ण प्रभुत्वसम्पन्न सरकार के मध्य किसी द्विपक्षी अथवा पक्षीय अनुबंध/संधि का लागू होना या उसमें कोई संपरिवर्तन ।

(ञ) **'आयोग'** से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग;

(ट) **'प्रतिस्पर्धी बोली'** से अभिप्रेत है उपकरणों की अधिप्राप्ति, सेवाओं तथा कार्यों के निष्पादन हेतु पारदर्शी प्रक्रियां जिसके अन्तर्गत परियोजना विकासक द्वारा खुले विज्ञापन के माध्यम से परियोजना हेतु उपकरण का विस्तार क्षेत्र तथा विशिष्टताओं, सेवाओं तथा वांछित कार्यों बाबत् बोलियां आमंत्रित की जाती हैं तथा प्रस्तावित अनुबंध के निबंधन तथा शर्तें तथा वे मानदण्ड जिनके द्वारा प्राप्त बोलियों का मूल्यांकन किया जाता है, शामिल की जाती हैं तथा इस प्रक्रिया में स्वदेशी प्रतिस्पर्धी बोलियों तथा अन्तर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धी बोलियों को भी आमंत्रित किया जाता है;

(ठ) **'पृथक्कृत तिथि'** से वर्ष की 31 मार्च अभिप्रेत है जो सम्पूर्ण परियोजना या उसके आंशिक भाग के वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के दो वर्षों के उपरांत समाप्त होती है तथा ऐसे प्रकरण में, जहां सम्पूर्ण परियोजना या उसके आंशिक भाग को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत किसी वर्ष के अन्तिम त्रैमास में घोषित किया गया हो, वहां पृथक्कृत तिथि, वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के तीन वर्षों के बाद, समापन वर्ष की 31 मार्च होगी:

परन्तु यदि लिखित साक्ष्य के आधार पर परियोजना विकासक द्वारा यह सिद्ध कर दिया जाए कि पृथक्कृत तिथि के भीतर ऐसी परिस्थितियों के कारण जो उसके नियंत्रण से बाहर थी उसके द्वारा पूंजीकरण किया जाना संभव न था तो आयोग द्वारा पृथक्कृत तिथि में विस्तार भी किया जा सकेगा;

(ड) **'वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि'** – किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाईयां खण्ड हेतु वाणिज्यिक प्रचालन तिथि का अवधारण निम्नानुसार किया जाएगा :

(1) किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र की विद्युत् उत्पादक इकाईयां उसके खण्ड के प्रकरण में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का तात्पर्य विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा घोषित की गई उक्त तिथि से होगा जैसा कि इसे उसके द्वारा, हितग्राहियों को नोटिस प्रदान किए जाने के उपरान्त, यदि कोई हो, एक सफल निष्पादन परीक्षण के माध्यम से उच्चतम निर्धारित क्षमता अथवा स्थापित क्षमता द्वारा प्रदर्शित किया जाए तथा पूर्णरूपेण एक विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में यह उत्पादक केन्द्र की अन्तिम इकाई अथवा खण्ड की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि होगी :

परन्तु,

(एक) जहां हितग्राही विद्युत् उत्पादक केन्द्र से विद्युत् क्रय करने बाबत सहबद्ध किए गये हों वहां निष्पादन परीक्षण विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा हितग्राहियों को प्रदत्त सात दिवस की नोटिस अवधि के बाद प्रारंभ होगा तथा अनुसूचीकरण निष्पादन परीक्षण के पूर्ण होने के पश्चात 00:00 बजे से प्रारंभ होगा:

(दो) विद्युत् उत्पादक कम्पनी को इस आशय का प्रमाण पत्र भी जारी करना होगा कि विद्युत् उत्पादक केन्द्र केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट विनियम यथा, Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants and Electric lines) Regulations, 2010 तथा ग्रिड संहिता के तकनीकी मानकों के मुख्य प्रावधानों की अर्हताओं की पूर्ति करता है:

(तीन) उपरोक्त प्रमाण–पत्र परिशिष्ट–तीन में संलग्न प्ररूप के अनुसार कम्पनी के संचालक मण्डल के अनुमोदन पश्चात् कम्पनी के अध्यक्ष सह प्रबंध संचालक/मुख्य कार्यपालन अधिकारी/प्रबंध संचालक द्वारा हस्ताक्षरित कर जारी किया जाएगा तथा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि घोषित करने के पूर्व प्रमाण–पत्र की एक प्रति राज्य भार प्रेषण केन्द्र को भी प्रस्तुत की जाएगी;

(2) किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र की इकाई के संबंध में, उद्वाहक संग्रहण जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र को शामिल करते हुए, वाणिज्यिक प्रचालन तिथि का तात्पर्य विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा मप्र विद्युत् ग्रिड संहिता के अनुसार अनुसूचीकरण प्रक्रिया के पूर्ण क्रियान्वयन उपरान्त 00:00 बजे से घोषित की गई तिथि से होगा तथा समग्र रूप से एक विद्युत् उत्पादक स्टेशन के संबंध में यह विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा विद्युत् उत्पादक केन्द्र की स्थापित क्षमता से तत्संबंधी सफल निष्पादन परीक्षण के माध्यम से शीर्ष क्षमता के प्रदर्शन उपरान्त घोषित की गई तिथि से होगा:

परन्तु,

(एक) जहां हितग्राही विद्युत् उत्पादक स्टेशन से विद्युत् क्रय करने बाबत सहबद्ध किए गए हैं वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी की उत्पादन इकाई द्वारा अनुसूचीकरण प्रक्रिया के पूर्ण क्रियान्वयन उपरान्त विद्युत् उत्पादक केन्द्र की स्थापित क्षमता से तत्संबंधी सफल निष्पादन परीक्षण द्वारा शीर्ष क्षमता के प्रदर्शन उपरान्त विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा हितग्राहियों को जारी किए गए नोटिस के सात दिवस उपरान्त प्रारम्भ होगा तथा अनुसूचीकरण प्रक्रिया निष्पादन परीक्षण पूर्ण होने के बाद 00:00 बजे से प्रारंभ होगी:

(दो) विद्युत् उत्पादक कम्पनी को इस आशय का प्रमाण पत्र भी जारी करना होगा कि विद्युत् उत्पादक केन्द्र केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट विनियम यथा, Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants

and Electric lines) Regulations, 2010 तथा ग्रिड संहिता के तकनीकी मानकों के मुख्य प्रावधानों की अर्हताओं की पूर्ति करता है:

(तीन) उपरोक्त प्रमाण–पत्र संलग्न प्ररूप **(परिशिष्ट–तीन)** के अनुसार कम्पनी के संचालक मण्डल के अनुमोदन पश्चात् कम्पनी के अध्यक्ष सह प्रबंध संचालक/मुख्य कार्यपालन अधिकारी/प्रबंध संचालक द्वारा हस्ताक्षरित कर जारी किया जाएगा तथा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि घोषित करने के पूर्व प्रमाण–पत्र की एक प्रति राज्य भार प्रेषण केन्द्र को भी प्रस्तुत की जाएगी:

(चार) ऐसे प्रकरण में जहां जल विद्युत् उत्पादक स्टेशन मय जलाशय या संग्रहण के स्थापित क्षमता तत्संबंधी शीर्ष क्षमता प्रदर्शित करने हेतु अपर्याप्त संग्रहण या अपर्याप्त जलाशय स्तर के कारण ऐसा किया जाना संभव न हो वहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र की अन्तिम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि को विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु समग्र रूप से माना जाएगा तथा ऐसे जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र के लिए स्थापित क्षमता के बराबर विद्युत् उत्पादक इकाई या विद्युत् उत्पादक केन्द्र के लिए शीर्ष क्षमता प्रदर्शित किया जाना अनिवार्य होगा, जैसे ही ऐसे जलाशय/तालाब का स्तर प्राप्त हो जाए:

(पांच) यदि अपर्याप्त जल अन्तर्प्रवाह के कारण शीर्ष क्षमता के प्रदर्शन हेतु नदी बहाब जल विद्युत् उत्पादक स्टेशन या उसकी विद्युत् उत्पादक इकाई को वाणिज्यिक प्रचालन से कमतर घोषित कर दिया जाए तो ऐसे जल विद्युत् उत्पादक स्टेशन के लिए यह अनिवार्य होगा कि जैसे ही उसे पर्याप्त जल अन्तर्प्रवाह उपलब्ध हो जाए तो उसके द्वारा स्थापित क्षमता के बराबर शीर्ष क्षमता प्रदर्शित की जाए;

(ढ) **'दिवस'** से अभिप्रेत है, 24 घंटों की निरंतर अवधि जो 00:00 बजे से प्रारंभ होती है;

(ण) **'घोषित क्षमता'** से किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है, ऐसे उत्पादक केन्द्र द्वारा दिवस के समय–खण्ड अथवा सम्पूर्ण दिवस हेतु मेगावाट में एक्स–बस विद्युत् प्रदाय करने की योग्यता जिसके अन्तर्गत ईंधन अथवा जल की उपलब्धता पर यथोचित विचार किया जाएगा तथा यह और सुसंगत विनियम के अन्तर्गत आगे अर्हता के अध्यधीन होगी;

(त) **'अपूंजीकरण'** से विद्युत्–दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु, इन विनियमों के अन्तर्गत अभिप्रेत है, परियोजना की सकल स्थाई परिसम्पत्तियों में कमी किया जाना, जो परिसम्पत्तियों को हटाये जाने/विलोपन से तत्संबंधी है; जैसा कि आयोग द्वारा इन्हें स्वीकार किया जाए;

(थ) **'अक्रियाशील करना'** से अभिप्रेत केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण या अन्य किसी प्राधिकृत अभिकरण द्वारा प्रमाणित किये जाने के पश्चात् उसके द्वारा स्वयं या फिर परियोजना विकासक द्वारा या हितग्राहियों अथवा दोनों द्वारा इस आशय की सूचना प्रेषित करने के बाद कि परियोजना का संचालन प्रौद्योगिक अप्रचलन या अलाभकर परिचालन या फिर इन कारकों के संयोजन के कारण भी परिसम्पत्तियों के

अनिष्पादन के कारण किया जाना संभव नहीं है, किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाई को सेवा से हटाए जाने से है;

(द) **'रुपांकित ऊर्जा'** से अभिप्रेत है ऊर्जा की मात्रा जो 90 प्रतिशत निर्भरता वाले वर्ष में 95 प्रतिशत स्थापित क्षमता के आधार पर जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र द्वारा उत्पादित की जा सकती है;

(ध) **'विद्यमान परियोजना'** से ऐसी परियोजना अभिप्रेत है जिसे दिनांक 01.04.2016 से पूर्व किसी तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो;

(न) **'किया गया व्यय'** से अभिप्रेत है कोई निधि, भले ही वह पूंजी अथवा ऋण अथवा दोनों हों, जिस हेतु उपयोगी परिसम्पत्तियों के सृजन अथवा अधिग्रहण हेतु, वास्तविक रुप से रोकड़ अथवा रोकड़ समतुल्य भुगतान किया गया है तथा इनमें वे वचनबद्धताएं अथवा दायित्व शामिल न होंगे, जिनके लिये कोई राशि जारी न की गई हो;

(प) **'विस्तारित जीवन काल'** से अभिप्रेत है किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाई के उपयोगी जीवन काल के बाद का जीवनकाल जैसा कि आयोग द्वारा प्रकरण–दर–प्रकरण उसके गुण–दोष के आधार पर अवधारित किया जाए;

(फ) **'विशेष आकस्मिक परिस्थिति'** इन विनियमों के प्रयोजन के लिए विशेष आकस्मिक परिस्थिति से तात्पर्य किसी घटना या परिस्थिति या घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन से है जिनमें नीचे दर्शाई गई घटना व परिस्थिति भी शामिल है जो विद्युत् उत्पादक कम्पनी को आंशिक रूप से या फिर पूर्णतया किसी परियोजना को पूंजी निवेश अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय सीमा के अन्तर्गत पूर्ण करने में बाधित करती हो तथा यह भी कि ऐसी परिस्थितियां तथा घटनाएं विद्युत् उत्पादक कम्पनी के नियंत्रण में न हों तथा टाला नहीं जा सकता हो, भले ही विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा युक्तियुक्त सावधानी बरती गई हो या फिर उसके द्वारा युक्तियुक्त उपयोगिता से संव्यवहारों को अपनाया गया हो:

(क) दैवी घटना जिनमें शामिल हैं तड़ित, सूखा, अग्निकाण्ड तथा विस्फोट, भूकम्प, ज्वालामुखी उद्भेदन भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, प्रचण्ड तूफान, भूगर्भीय विस्मयकारी घटनाएं या फिर अपवादस्वरूप विपरीत मौसमी परिस्थितियां जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकी आंकड़ों से अधिक हों; अथवा

(ख) युद्ध की कोई घटना, हमला, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु की कार्यवाही, नाका बन्दी, नौका–अवरोध, क्रान्ति, दंगा, विद्रोह या कोई सैनिक कार्यवाही; अथवा

(ग) व्यापक औद्योगिक हड़तालों तथा श्रमिक अशान्ति की घटनाएं जिनका भारत में व्यापक तौर पर विपरीत प्रभाव पड़ता हो;

(ब) **'विद्युत् उत्पादक कंपनी'** से अभिप्रेत है कोई कंपनी या निगम निकाय या संघ या व्यक्तियों का निकाय चाहे वह निगमित हो अथवा नहीं या कृत्रिम न्यायिक व्यक्ति हो जो किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र का स्वामी हो या उसे प्रचालित कर रहा हो या उसका संधारण कर रहा हो;

(भ) **'विद्युत् उत्पादक केन्द्र'** से अभिप्रेत है विद्युत् का उत्पादन करने वाले किसी केन्द्र (स्टेशन) से है,

जिसमें कोई भवन तथा संयंत्र मय स्टेप–अप ट्रांसफार्मर, स्विच–गियर, स्विच यार्ड, केबलें या अन्य आनुषंगिक उपकरण, यदि कोई हों, जिनका उपयोग उक्त प्रयोजन से किया जाता हो तथा सम्बद्ध कार्य स्थल शामिल है; कार्यस्थल का उपयोग किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रयोजन से किया जाता हो तथा किसी भवन का उपयोग विद्युत् उत्पादक केन्द्र में कार्यरत् विद्युत् परिचालन पदाधिकारियों की बैठक व्यवस्था हेतु किया जाता है तथा विद्युत् उत्पादक केन्द्र जहां विद्युत् का उत्पादन जल–शक्ति द्वारा किया जाता है, में जल कपाट, शीर्ष तथा पुच्छल कार्य, मुख्य तथा नियंत्रक जलाशय, बांध तथा अन्य द्रवचालित कार्य शामिल हैं, परन्तु किसी भी परिस्थिति में इसमें कोई विद्युत् उप–केन्द्र शामिल नहीं है;

(म) **"विद्युत् उत्पादक इकाई"** किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र, {संयुक्त चक्रताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र को छोड़कर} के संबंध में विद्युत् उत्प्रेरक इकाई से अभिप्रेत है वाष्प विद्युत् उत्पादक, टरबाईन विद्युत् उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाईयों से अथवा किसी संयुक्त चक्र ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत टरबाईन–विद्युत् उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाईयां तथा जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है टरबाईन विद्युत् उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाईयों;

(य) **'सकल ऊष्मीय मान'** किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में 'सकल ऊष्मीय मान' से अभिप्रेत है एक किलोग्राम ठोस ईंधन अथवा एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैस ईंधन, जैसा कि लागू हो, के सम्पूर्ण प्रज्वलन द्वारा किलो कैलोरी में उत्पादित ऊष्मा की मात्रा;

(यक) **'सकल स्टेशन ऊष्मा दर'** से अभिप्रेत है किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र (स्टेशन) में ऊष्मा शक्ति का किलो कैलोरी में निवेश जिसके द्वारा उसके उत्पादक छोरों पर एक किलोवाट ऑवर विद्युत् ऊर्जा का उत्पादन हो सके;

(यख) **'अस्थाई विद्युत्'** से अभिप्रेत है किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र की इकाई अथवा खण्ड द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व ग्रिड में अन्तःक्षेप की गई विद्युत् की मात्रा;

(यग) **'स्थापित क्षमता'** से अभिप्रेत है विद्युत् उत्पादक केन्द्र की समस्त इकाईयों की नामपटिट्का पर दर्शाई गई क्षमताओं का योग अथवा विद्युत् उत्पादक केन्द्र के उत्पादक छोर पर की गई गणनानुसार क्षमता, जैसा कि आयोग द्वारा समय–समय पर अनुमोदित किया जाए;

(यघ) **'पूंजी निवेश अनुमोदन'** से अभिप्रेत है विद्युत् उत्पादक कम्पनी के संचालक मण्डल या किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु प्रशासनिक स्वीकृति के सम्प्रेषण से है जिसमें परियोजना को निधियों की व्यवस्था तथा परियोजना के कार्यान्वयन हेतु निर्धारित समय–सीमा भी शामिल हैं :

परन्तु यह कि पूंजी निवेश अनुमोदन की तिथि की गणना संचालक मण्डल/सक्षम प्राधिकारी द्वारा संकल्प/कार्यवाही विवरण का अनुमोदन जारी होने की तिथि से की जाएगी;

(यङ.) **'किलोवाट ऑवर'** अभिप्रेत है विद्युत् ऊर्जा की इकाई (यूनिट) जिसका मापन एक घंटे की अवधि के दौरान विद्युत् के एक किलोवाट अथवा एक हजार वाट मापन द्वारा उत्पादन या खपत के रूप में किया जाता है;

(यच) **'अनुज्ञप्तिधारी'** से अभिप्रेत है ऐसा व्यक्ति जिसे अधिनियम की धारा 14 के अन्तर्गत अनुज्ञप्ति प्रदान की गई हो;

(यछ) **'उच्चतम निरंतर गुणवत्ता श्रेणी** किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र की इकाई के संबंध में अभिप्रेत है ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के किसी उत्पादक के छोरों पर उच्चतम निरंतर विद्युत् उत्पादन, जिसे निर्माता कंपनी द्वारा गुणवत्ता श्रेणी के मानदण्डों अनुसार प्रत्याभूत (गारंटी) किया गया हो तथा संयुक्त चक्र ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के खण्ड के संबंध में अभिप्रेत है उत्पादक छोर पर उच्चतम निरंतर उत्पादन जिसे निर्माता द्वारा जल अथवा वाष्प अन्तःक्षेपण (लागू होने की दशा में) द्वारा 50 हर्ट्ज तक शोधित ग्रिड आवृत्ति (फ्रिक्वेंसी) तथा विनिर्दिष्ट स्थल परिस्थितियों के अनुसार प्रत्याभूत किया गया हो;

(यज) **'नवीन परियोजना'** से अभिप्रेत ऐसी परियोजना से है जिसके द्वारा दिनांक 1.4.2016 को या तत्पश्चात वाणिज्यिक प्रचालन तिथि प्राप्त की जाए या जिसका प्राप्त किया जाना प्रत्याशित हो;

(यझ) **'मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक'** किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में, 'मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक' से अभिप्रेत है, उपलब्धता कारक जैसा कि इसे ताप–विद्युत् उत्पादक स्टेशन तथा जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु इन विनियमों में क्रमशः विनियम 39 और विनियम 40 में निर्दिष्ट किया गया है;

(यञ) **'प्रचालन तथा संधारण व्यय'** से अभिप्रेत है परियोजना अथवा उसके किसी भाग के प्रचालन तथा संधारण पर किया गया कोई व्यय तथा इसमें सम्मिलित होंगे जनशक्ति, मरम्मत, संधारण कल–पुर्जो, उपभोज्य सामग्रियों, बीमा तथा उपरिव्यय पर किये गये व्यय परन्तु इनमें ईंधन व्यय तथा जल प्रभार शामिल नहीं होंगे;

(यट) **'मूल परियोजना लागत'** से अभिप्रेत है विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा पृथक्कृत दिनांक तक परियोजना के क्षेत्राधिकार के अन्तर्गत किया गया पूंजीगत व्यय, जैसा कि इसे आयोग द्वारा स्वीकार किया गया हो;

(यठ) **'संयंत्र उपलब्धता कारक'** से किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में अवधि हेतु से अभिप्रेत है उक्त अवधि हेतु समस्त दिवसों के लिये दैनिक घोषित क्षमताओं का औसत जिसमें से मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत (मेगावॉट में) को घटाकर इसे स्थापित क्षमता के प्रतिशत में व्यक्त किया जाएगा;

(यड) **'संयंत्र भार कारक'** से किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र या किसी इकाई (यूनिट) के संबंध में किसी प्रदत्त अवधि से अभिप्रेत है, उक्त अवधि के दौरान अनुसूचित विद्युत् उत्पादन से तत्संबंधी प्रेषित की गई कुल ऊर्जा की मात्रा जिसे उक्त अवधि के दौरान स्थापित क्षमता से तत्संबंधी प्रेषित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} SGi/\{N \times IC \times (100 - AUXn)\}\%$$

जहां

IC = विद्युत् उत्पादक केन्द्र या इकाई की मेगावाट में व्यक्त की गई स्थापित क्षमता,

SGi = अवधि के iवें समय खण्ड हेतु मेगावाट में व्यक्त अनुसूचित विद्युत् उत्पादन,

N = अवधि के दौरान समय खण्डों की संख्या तथा

AUXn = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया गया है;

(यढ) **'परियोजना'** से अभिप्रेत है कोई विद्युत् उत्पादक केन्द्र तथा किसी जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र की दशा में उसमें सम्मिलित है, योजना से संबंधित विद्युत् उत्पादन सुविधा संबंधी समस्त घटक, जैसे कि योजना से जुड़े बांध, अंतर्ग्रहण जल–परिचालन प्रणाली, विद्युत् उत्पादक केन्द्र तथा विद्युत् उत्पादक इकाईयां जैसा कि वे विद्युत् उत्पादन गतिविधि में अभिभाजित है तथा ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों के बारे में खदान की गतिविधि शामिल नहीं होगी यदि वह खदान मुख परियोजना है तथा समर्पित कैप्टिव कोयला खदान है;

(यण) **'युक्तियुक्त होने संबंधी परीक्षण'** से अभिप्रेत है किये गये पूंजीगत व्यय या किए जाने के लिए व्यय प्रस्तावित वित्तीय प्रबंध योजना, दक्ष प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत तथा समय आधिक्य तथा ऐसे अन्य कारकों का, जिन्हें आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण बाबत् उपयुक्त माना जाए, तर्कसंगत होने संबंधी सूक्ष्म परीक्षण । युक्तियुक्त होने संबंधी परीक्षण करते समय आयोग द्वारा इस तथ्य की भी जांच–पड़ताल की जाएगी कि क्या विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा परियोजना के निष्पादन के दौरान अपने मूल्यांकनों तथा निर्णयों में सावधानी बरती गई है;

(यत) **'उद्वहन संग्रहण जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र'** से अभिप्रेत है कोई ऐसा जल विद्युत् केन्द्र जिसके द्वारा विद्युत् का उत्पादन जल ऊर्जा के रूप में संग्रहीत ऊर्जा के माध्यम से किसी निम्न स्तर पर स्थित जलाशय से उच्च स्तर पर स्थित जलाशय की ओर जल के उद्वहन द्वारा किया जाता है;

(यथ) **'नदी–बहाव आधारित विद्युत् उत्पादक केन्द्र (स्टेशन)'** से अभिप्रेत है जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र जिस पर नदी के बहाव की प्रतिकूल दिशा की ओर कोई जलाशय निर्मित नहीं किया गया है;

(यद) **'नदी–बहाव पर जलाशय आधारित विद्युत् उत्पादक केन्द्र'** से अभिप्रेत है जल–विद्युत् उत्पादक स्टेशन जिस पर पर्याप्त क्षमता का जलाशय निर्मित किया गया है जिसके माध्यम से ऊर्जा मांग की दैनिक परिवर्तनीय मांग की पूर्ति की जा सके;

(यध) **'अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि'** से अभिप्रेत है किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र अथवा उसकी विद्युत् उत्पादक इकाई या खण्ड (ब्लाक), की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि(यां), जैसा कि इसके बारे में पूंजी निवेश अनुमोदन में दर्शाया गया हो या फिर विद्युत् क्रय अनुबंध में सहमति व्यक्त की गई हो,

इनमें से जो भी पूर्वतर हों;

(यन) **'अनुसूचित ऊर्जा'** से अभिप्रेत है संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किसी कालावधि हेतु अनुसूचित की जाने वाली विद्युत् उत्पादक केन्द्र से ग्रिड में अन्तःक्षेप की जाने वाली विद्युत् ऊर्जा की मात्रा;

(यप) **'अनुसूचित विद्युत् उत्पादन'** का किसी समय पर या किसी अवधि या किसी समय–खण्ड हेतु अभिप्रेत है राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रदत्त एक्स–बस से उत्पादन की अनुसूची मेगावाट में अथवा मेगावाट ऑवर में;

(यफ) **'प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि'** से अभिप्रेत है परियोजना के क्रियान्वयन के प्रारंभ हेतु पूंजी निवेश अनुमोदन में दर्शाई गई तिथि तथा जहां कोई भी तिथि दर्शाई न गई हो वहां पूंजी निवेश अनुमोदन की तिथि को प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि माना जाएगा;

(यब) **'संग्रहण प्रकार का विद्युत् उत्पादक केन्द्र'** से अभिप्रेत है जल विद्युत् ऊर्जा उत्पादक केन्द्र जो एक वृहद् जल संग्रहण' क्षमता से संबद्ध है तथा परिवर्तनीय विद्युत् मांग के अनुरुप ऊर्जा उत्पादन में सक्षम है;

(यभ) **"ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र'** से अभिप्रेत है कोई विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उससे संबद्ध इकाई जिसके द्वारा विद्युत् का उत्पादन प्राथमिक स्त्रोत के रूप में ऊर्जा के जीवाष्म ईंधन, जैसे कि कोयला, गैस, तरल ईंधन या इनके किसी संयोजन के उपयोग द्वारा किया जाता है;

(यम) **'निष्पादन परीक्षण' या 'प्रचालन परीक्षण'** किसी विद्युत् उत्पादक स्टेशन अथवा इससे संबद्ध इकाई के संबंध में निष्पादन परीक्षण से अभिप्रेत है विद्युत् उत्पादक इकाई या इससे संबद्ध इकाई के सफलतापूर्वक परिचालन से इसके उच्चतम निरन्तर गुणवत्ता श्रेणी या स्थापित क्षमता हेतु ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र की किसी इकाई हेतु इसके निरन्तर 72 घंटे की अवधि के सफल संचालन से जबकि किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र या इससे संबद्ध किसी इकाई की दशा में निरन्तर 12 घंटे की अवधि :

परन्तु यह कि जहां हितग्राहियों को विद्युत् उत्पादक केन्द्र से विद्युत् क्रय हेतु सहबद्ध किया गया हो वहां निष्पादन परीक्षण विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा हितग्राहियों को सात दिवस की सूचना अवधि के उपरान्त प्रारम्भ होगा;

(यय) **'उपयोगी जीवनकाल'** किसी विद्युत् उत्पादक स्टेशन की इकाई के इसकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के संबंध में उपयोगी जीवनकाल से निम्नानुसार अभिप्रेत है, अर्थात्:–

1.	कोयला आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र	25 वर्ष
2.	जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र उद्वहन संग्रहण जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों को सम्मिलित करते हुए	35 वर्ष

परन्तु यह भी कि परियोजनाओं के उपयोगी जीवनकाल पूर्ण होने के पश्चात् इनके जीवनकाल में वृद्धि संबंधी निर्णय आयोग द्वारा लिया जाएगा;

(ययक) **'वर्ष'** से अभिप्रेत है, वित्तीय वर्ष।

4.2 उन शब्दों तथा अभिव्यक्तियों के, जो इन विनियमों में प्रयुक्त हुए हैं किन्तु परिभाषित नहीं किए गए हैं किन्तु जो अधिनियम अथवा आयोग के किसी अन्य विनियमों में परिभाषित किए गए हैं, वे ही अर्थ होंगे जो अधिनियम अथवा उपयोग के किन्हीं विनियमों में उनके लिए दिए गए हैं।

अध्याय – 2

विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण की प्रक्रिया

5. **विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण:**

5.1 किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र के बारे में विद्युत–दर अवधारण सम्पूर्ण विद्युत् उत्पादक केन्द्र या विद्युत् उत्पादक केन्द्र के किसी चरण या विद्युत् उत्पादक इकाई या खण्ड के लिये किया जा सकेगा।

परन्तु –

(एक) जहां किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र के किसी चरण से संबंधित समस्त विद्युत् उत्पादक इकाईयों को 1.4.2016 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी समग्र विद्युत् उत्पादक केन्द्र के बारे में वर्ष 2016–17 से वर्ष 2018–19 हेतु विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से समेकित याचिका दायर करेगी।

(दो) ऐसी दशा में, जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र का वाणिज्यिक प्रचालन दिनांक 1.4.2016 को या तत्पश्चात् हो वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी विद्युत् उत्पादक केन्द्र की ऐसी समस्त इकाईयों को संयोजित करते हुए एक समेकित याचिका दायर करेगी या फिर ऐसी इकाइयों के बारे में समुचित याचिका दायर करेगी जिनकी आवेदन तिथि से आगामी चार माह की अवधि के भीतर क्रियाशील किये जाने की संभावनाएं हैं ।

5.2 विद्युत् दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से परियोजना की पूंजीगत लागत को चरणों, खण्डों, इकाईयों में विखण्डित किया जा सकेगा, यदि ऐसा किया जाना आवश्यक हो :

परन्तु जहां परियोजना की पूंजीगत लागत का विघटन इसके विभिन्न चरणों या इकाईयों या खण्डों हेतु उपलब्ध न हो तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं की दशा में, साझी सुविधाओं को इकाई की स्थापित क्षमता के आधार पर संविभाजित किया जाएगा ।

5.3 किसी बहुउद्देश्यीय जल विद्युत् उत्पादन योजना की दशा में जहां सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण तथा विद्युत् उत्पादन घटकों का समावेश हो वहां योजना के केवल विद्युत् उत्पादन से संबद्ध अदेय पूंजीगत लागत पर ही टैरिफ निर्धारण हेतु विचार किया जाएगा ।

5.4 जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र की आंशिक विद्युत् उत्पादन क्षमता हितग्राहियों को दीर्घ–अवधि विद्युत् क्रय अनुबंध के माध्यम से विद्युत् प्रदाय हेतु आबद्ध की गई हो तथा विद्युत् उत्पादन क्षमता के शेष भाग को हितग्राहियों को विद्युत् प्रदाय हेतु आबद्ध न किया गया हो वहां विद्युत् उत्पादन केन्द्र की विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण सम्पूर्ण परियोजना की पूंजीगत लागत के संदर्भ में किया जाएगा परन्तु इस प्रकार अवधारित की गई विद्युत–दर हितग्राहियों को विद्युत् प्रदाय हेतु अनुबंधित क्षमता के संबंध में ही प्रयोज्य होगी ।

6. **विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण के सिद्धांत:**

6.1 आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण के निबन्धन एवं शर्तों को विनिर्दिष्ट करते समय अधिनियम की धारा 61 में निहित सिद्धांतों के मार्गदर्शन का अनुसरण किया गया है ।

6.2 इन विनियमों का आशय विद्युत् उत्पादक कंपनी को सुस्थित वाणिज्यिक सिद्धांतों पर प्रचालन हेतु प्रोत्साहित करना हैं। उत्पादक कंपनी द्वारा पूंजी (इक्विटी) से अनुज्ञेय योग्य प्रतिलाभ आयोग द्वारा नियत प्रचालन तथा लागत मानदण्डों के विनिर्दिष्ट स्तरों के अनुसार किये गये निष्पादन पर निर्भर करेगा। परिसम्पत्ति आधार में सम्मिलित किये जाने हेतु केवल युक्तियुक्त पूंजीगत व्यय को ही मान्य किया जाएगा।

6.3 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धांतों का उद्देश्य प्रतिस्पर्धा, वाणिज्यिक सिद्धांतों को अपनाया जाना तथा विद्युत् उत्पादक कंपनी हेतु दक्षतापूर्ण कार्यप्रणाली को प्रोत्साहित करना है तथा ये केन्द्रीय विद्युत् नियामक आयोग के सिद्धांतों पर आधारित हैं। टैरिफ अवधि हेतु प्रचालन तथा लागत मानदण्ड पूर्व अवधि में किये गये निष्पादन, इन्हीं के अनुरुप स्थापित की गई इकाईयों के निष्पादन, ईंधन, उपकरणों की गुणवत्ता, प्रचालन की प्रकृति तथा पूर्व वर्षों के निष्पादन को दृष्टिगत रखते हए उपार्जन की योग्यता पर यथोचित विचार करते हुए निर्दिष्ट किये गये हैं। अनुज्ञेय योग्य विद्युत–दरों (टैरिफ) का अवधारण इन मानदण्डों के अनुसार किया जाएगा। उत्पादक कंपनी को इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से बेहतर प्रदर्शन दर्शाये जाने पर बचत को स्वयं के पास पुरस्कार स्वरुप धारित रखने हेतु अनुज्ञेय किया गया है। इससे उत्पादक कंपनी से दक्ष निष्पादन तथा संसाधनों के मितव्ययी उपयोग हेतु प्रोत्साहित होने की अपेक्षा की जाती है। हितग्राही भी उत्पादक कंपनी के दक्ष निष्पादन तथा संशोधनों के मितव्ययी उपयोग द्वारा विद्युत–दरों (टैरिफ) में कमी एवं उत्पादक स्टेशनों की उपलब्धता तथा संयंत्र भार कारक में सुधार द्वारा लाभान्वित होंगे।

6.4 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट निबंधन तथा शर्तें केवल पारंपरिक ऊर्जा स्त्रोतों हेतु ही लागू होंगी ।

7. **विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण हेतु आवेदन प्रस्तुति की प्रक्रिया:**

7.1 विद्युत् उत्पादक कंपनी नवीन विद्युत् उत्पादक केन्द्रों के विद्युत् दर (टैरिफ) के अवधारण के बारे में एक आवेदन वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि से चार माह के भीतर, परिशिष्ट–चार में दर्शायें गए प्रपत्रों के अनुसार समस्त सुसंगत दस्तावेजों तथा भरे जाने वाले विवरणों के साथ दाखिल कर सकेगी ।

7.2 आयोग को सदैव, उत्पादक कंपनी की किसी स्वविवेक याचिका की प्रस्तुति द्वारा अथवा किसी अभिरुचि रखने वाले या प्रभावित पक्षकार द्वारा दायर याचिका पर, टैरिफ तथा उसके निबंधन तथा शर्तों के अवधारण का अधिकार होगा तथा आयोग द्वारा ऐसी अवधारण प्रक्रिया के संबंध

में जैसा कि विनिर्दिष्ट किया जाए, पहल की जा सकेगी:

परन्तु ऐसे विद्युत–दर (टैरिफ) के साथ संबंधित निबंधन तथा शर्तों की अवधारण संबंधी कार्रवाई को समय–समय पर यथासंशोधित कार्य संचालन विनियमों में निर्धारित की गई प्रक्रिया के अनुसार क्रियान्वित किया जाएगा।

7.3 विद्युत् उत्पादक कंपनी आयोग को आवेदन के एक भाग के रुप में ऐसे प्रपत्रों में जैसा कि वे आयोग द्वारा निर्दिष्ट किये जाएं, विस्तृत विवरण हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में प्रस्तुत करेगी। उत्पादक कंपनी आवश्यक रुप से इकाईवार तथा केन्द्र (स्टेशन)–वार विवरण जैसा कि वे प्रपत्रों में विनिर्दिष्ट किये गये हों, प्रस्तुत करेगी जिससे आयोग को विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण करने में सुविधा हो ।

7.4 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण के संबंध में एक आवेदन जो अंकेक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित पूंजीगत व्यय पर आधारित होगा अथवा जिसे वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो तथा अंकेक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित उपगत किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय अथवा जिसे विद्युत् उत्पादक केन्द्र विद्युत–दर की अवधि के दौरान उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, इन विनियमों के अनुसार दाखिल किया जाएगा

विद्युत् उत्पादक कंपनी को आवेदन को प्रक्रियाबद्ध किये जाने के प्रयोजन से कतिपय अतिरिक्त जानकारी अथवा विवरण अथवा अभिलेख, जो आवेदन पर यथोचित कार्रवाई के प्रयोजन से अनिवार्य समझे जाएं, प्रस्तुत करने होंगे:

परन्तु किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में, आवेदन स्वीकृत पूंजीगत लागत मय किसी अतिरिक्त पूंजीकरण के, जिसे दिनांक 31.03.2016 तक स्वीकृत किया जा चुका हो तथा विद्युत–दर अवधि वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 हेतु तत्संबंधी वर्षों के अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय पर आधारित होगा:

परन्तु यह और कि आवेदन में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जहां यह लागू हो, के संबंध में अन्तर्निहित पूर्वधारणाओं के विवरण भी सम्मिलित किये जाएंगे।

7.5 समस्त वांछित जानकारी, विवरण एवं अभिलेख जो अर्हताओं के परिपालनार्थ आवश्यक हों, सम्पूर्ण आवेदन के साथ प्राप्त होने की दशा में ही आवेदन को प्राप्त किया गया माना जाएगा तथा आयोग अथवा सचिव अथवा आयोग द्वार इस प्रयोजन के लिए नामनिर्दिष्ट अधिकारी आवेदन को संक्षेप में तथा ऐसी रीति में, जैसी कि विनिर्दिष्ट की जाए, यह सूचित करेंगे कि आवेदन प्रकाशन हेतु तैयार है, (कृपया देखें मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान

योग्य फीस) विनियम, 2004 समय–समय पर यथासंशोधित} । विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा आयोग को प्रस्तुत की गई अपनी याचिका के समस्त विवरण आयोग द्वारा उसे स्वीकार किये जाने की तिथि से सात कार्यकारी दिवस के भीतर अपनी वेबसाईट पर प्रदर्शित करने होंगे।

7.6 विद्युत् उत्पादक कंपनी आयोग को ऐसी समस्त पुस्तकें तथा अभिलेख (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियां) लेखांकन विवरण–पत्र, परिचालन तथा लागत आंकड़े जो कि आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारणं हेतु अपेक्षित किए जाएं, प्रस्तुत करेगी।

7.7 आयोग, यदि उचित समझे, तो वह किसी भी समय किसी भी व्यक्ति को ऐसी जानकारी जो उत्पादक कंपनी ने आयोग को प्रस्तुत की है, ऐसी पुस्तकों तथा अभिलेखों की संक्षेपिका सहित (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियों के) उपलब्ध करा सकेगाः

परन्तु आयोग कतिपय आदेश जारी कर, यह निर्देशित कर सकेगा कि आयोग द्वारा संधारित की जाने वाली ऐसी जानकारी, अभिलेख व पत्र/सामग्रियां गोपनीय अथवा विशेषाधिकारयुक्त होंगी जो निरीक्षण हेतु अथवा प्रमाणित प्रतिलिपियों के रुप में उपलब्ध न कराई जा सकेंगी तथा आयोग यह भी निर्देशित कर सकेगा कि ऐसे अभिलेख, पत्र अथवा सामग्री को किसी ऐसी रीति द्वारा उपयोग न किया जा सकेगा, सिवाय जैसा कि आयोग द्वारा विशिष्ट रुप में इस बाबत् प्राधिकृत किया जाए।

7.8 यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी इन विनियमों की अर्हताओं के अन्तर्गत किसी भी प्रकार से अपर्याप्त हो, तो आयोग द्वारा जैसा कि आयोग के पदाधिकारियों द्वारा पाई गई कमियों में सुधार किये जाने बाबत् निर्दिष्ट किया गया हो, याचिका कों विद्युत् उत्पादक कम्पनी को एक माह के भीतर पुनः प्रस्तुत करने हेतु वापस कर दिया जाएगा ।

7.9 यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी विनियमों के अनुसार हो तथा दावों के युक्तियुक्त परीक्षण हेतु पर्याप्त हो तो आयोग प्रतिवादियों से याचिका दायर करने की तिथि से एक माह (अथवा आयोग द्वारा निर्दिष्ट की गई समयावधि) के भीतर तथा अन्य कोई व्यक्ति, उपभोक्ता अथवा उपभोक्ता संघों को शामिल करते हुए, प्राप्त किए गए सुझाव तथा आपत्तियां, यदि कोई हों, पर विचार करेगा । आयोग याचिकाकर्ता, प्रतिवादियों तथा किसी अन्य व्यक्ति से, जिसे आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से अनुमति प्रदान की गई हो, की सुनवाई के बाद विद्युत–दर (टैरिफ) आदेश जारी करेगा ।

7.10 नवीन परियोजनाओं की दशा में, आयोग द्वारा विद्युत् उत्पादक कम्पनी को इन विनियमों के उपबन्धों के अनुसार अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रक्षेपित पूंजीगत व्यय के आधार पर विद्युत–दर (टैरिफ) अनुज्ञेय की जा सकेगीः

परन्तु :

(एक) अन्तिम टैरिफ आदेश जारी होने के पश्चात् इन विनियमों के विनियम 8.15 के अनुसर समायोजन के अध्यधीन रहते हुए, आयोग द्वारा परियोजना की वार्षिक स्थाई लागत की 90

प्रतिशत तक की राशि को विद्युत–दर (टैरिफ) के रूप में स्वीकृति प्रदान की जा सकेगी जिसके अनुसार आयोग द्वारा परियोजना की लागत का अवधारण युक्तियुक्त परीक्षण के बाद किया गया हो ।

(दो) यदि वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि में इन विनियमों के विनियम 7.9 के अनुरूप टैरिफ आदेश जारी होने की तिथि से 180 दिवस से अधिक का विलंब हो जाए तो स्वीकृत विद्युत–दर (टैरिफ) को निरस्त माना जाएगा तथा विद्युत् उत्पादक कम्पनी को टैरिफ अवधारण हेतु परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के बाद एक नवीन आवेदन प्रस्तुत करना होगा :

(तीन) जहां आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) में पूंजीगत लागत वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत के आधार पर मानी गई हो या फिर प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय की गई वास्तवित पूंजीगत लागत से वर्ष–दर–वर्ष आधार पर 5 प्रतिशत से अधिक हो, वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी हितग्राहियों से अधिक पूंजीगत लागत से तत्संबंधी वसूल की गई अधिक विद्युत–दर (टैरिफ) का प्रत्यर्पण, जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए, ब्याज की राशि के साथ, जो तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 1.20 गुना होगी, करेगी ।

(चार) जहां आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) में पूंजीगत लागत वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत के आधार पर मानी गई हो या फिर प्रक्षेपित अतिक्ति पूंजीगत व्यय, की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से वर्ष–दर–वर्ष आधार पर 5 प्रतिशत से कम हो, वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी हितग्राहियों से कम पूंजीगत लागत से तत्संबंधी राशि की वसूली, जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए, ब्याज की राशि के साथ, जो तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 0.8 गुना होगी, करेगी।

7.11 विद्यमान परियोजनाओं की दशा में, आयोग द्वारा विद्युत् उत्पादक कम्पनी को टैरिफ अवधि वर्ष 2016–17 से वर्ष 2018–19 हेतु विद्युत–दर (टैरिफ) दिनांक 1.4.2016 की स्थिति में स्वीकृत पूंजीगत लागत तथा प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुसार अनुज्ञेय किया जा सकेगा;

परन्तु :

(एक) विद्युत् उत्पादक कम्पनी हितग्राहियों को इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा दिनांक 31.3.2016 की स्थिति में लागू अनुमोदित विद्युत–दर (टैरिफ) के अनुसार दिनांक 1.4.2016 को प्रारंभ होने वाली अवधि से आयोग द्वारा विद्युत–दर का अनुमोदन किए जाने तक, बिल किया जाना जारी रखेगी ।

(दो) उपरोक्त परन्तुक (एक) के अनुसार अवधारित विद्युत–दर (टैरिफ) तथा इन विनियमों के अन्तर्गत अवधारित विद्युत–दर की अन्तर बिलिंग राशि की वसूली या प्रत्यर्पण विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा मय साधारण ब्याज के तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल की तिथि की स्थिति में बैंक दर के बराबर दर पर आयोग द्वारा जारी किये गये टैरिफ आदेश की तिथि से छह माह के भीतर किया जाएगा ।

(तीन) जहां आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) में पूंजीगत लागत वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत के आधार पर मानी गई हो या फिर प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से वर्ष–दर वर्ष आधार पर 5 प्रतिशत से अधिक हो, वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी हितग्राहियों से अधिक पूंजीगत लागत से तत्संबंधी वसूल की गई अधिक विद्युत–दर का प्रत्यर्पण, जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए, ब्याज की राशि के साथ जो तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 1.2 गुना होगी, आयोग द्वारा जारी किये गये टैरिफ आदेश की तिथि से छह माह के भीतर करेगी।

(चार) जहां आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) में पूंजीगत लागत वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत के आधार पर मानी गई हो या फिर प्रक्षेपित अतिक्ति पूंजीगत व्यय, की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से वर्ष–दर–वर्ष आधार पर 5 प्रतिशत से कम हो, वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी हितग्राहियों से कम पूंजीगत लागत से तत्संबंधी विद्युत–दर की वसूली, जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए, ब्याज की राशि के साथ, जो तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 0.8 गुना होगी, आयोग द्वारा जारी किये गये टैरिफ आदेश की तिथि से छह माह के भीतर करेगी।

8. विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण की विधि तथा सत्यापन:

8.1 आयोग, विद्युत् उत्पादक कंपनी की विद्युत–दर (टैरिफ) अवधियों का समय–समय पर निर्धारण करेगा। टैरिफ अवधारण के सिद्धान्त विद्युत–दर अवधि के दौरान ही प्रयोज्य होंगे। इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत–दर अवधारण के मार्गदर्शी सिद्धांत आगामी विद्युत–दर हेतु दिनांक प्रथम अप्रैल, 2016 से 31 मार्च, 2019 की अवधि तक वैध रहेंगे।

8.2 इन विनियमों के अन्तर्गत, विद्युत् उत्पादक कंपनी से संबंधित विद्युत–दर (टैरिफ) इकाई (यूनिट)–वार अथवा इकाईयों के समूह हेतु अवधारित की जाएगी। तथापि, जब कभी भी किसी नवीन विद्युत् उत्पादक इकाई की दिनांक 1.4.2016 के उपरान्त अभिवृद्धि की जाए तो आयोग द्वारा ऐसी नवीन इकाई(यों) हेतु पृथक् से विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारित की जाएगी। विद्युत् उत्पादक कंपनी प्रत्येक विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु दिनांक 1.4.2016 से पूर्व की इकाईयों हेतु, तथा इसके तत्पश्चात् संयोजित की गई इकाईयों हेतु पृथक् से विभाजन दर्शाते हुए, गणनाएं प्रस्तुत करेगी ।

8.3 विद्युत–दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु परियोजना की पूंजीगत लागत को प्रक्रम–वार तथा परियोजना की विशिष्ट इकाईयों द्वारा पृथक्–पृथक् किया जाएगा। जहां परियोजना की पूंजीगत लागत का प्रक्रमवार व इकाईवार विवरण का ब्यौरा उपलब्ध न हो तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं के प्रकरणों में भी संयुक्त सुविधाओं को इकाईयों की क्षमता के आधार पर आनुपातिक रुप से विभाजित किया जाएगा । सिंचाई, बाढ़–नियंत्रण तथा ऊर्जा उत्पादन से संबंधित बहुउद्देशीय जल–विद्युत् परियोजनाओं के प्रकरणों में केवल परियोजना के ऊर्जा उत्पादन से

संबंधित घटक पर ही विद्युत–दर अवधारण हेतु विचार किया जाएगा।

व्याख्याः "परियोजना" में सम्मिलित है विद्युत् उत्पादक केन्द्र ।

8.4 विद्युत् उत्पादक कंपनी विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि के आरंभ में एक याचिका दायर करेगी। आयोग द्वारा उस वर्ष के दौरान जिस हेतु सत्यापन किये जाने संबंधी अनुरोध किया जा रहा है, किये गये पूंजीगत व्यय तथा वास्तविक रुप से किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आंकड़ों का सूक्ष्म परीक्षण तथा उसका सत्यापन करने हेतु, समीक्षा की जाएगी। विद्युत् उत्पादक कम्पनी, सत्यापन के प्रयोजन हेतु, अवधि दिनांक 1.4.2016 से दिनांक 31.3.2019 तक उपगत किये गये पूंजीगत व्यय तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, अंकेक्षकों द्वारा यथाअंकेक्षित तथा प्रमाणित किये गये अनुसार प्रस्तुत करेगी ।

8.5 विद्यमान विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु विद्युत–दर (टैरिफ) याचिका हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में इन विनियमों की अधिसूचना तिथि से 60 दिवस के भीतर दाखिल की जाएगी।

8.6 कोई वितरण अनुज्ञप्तिधारी, जिसके पास एक विद्युत् उत्पादक केन्द्र का स्वामित्व तथा उसके परिचालन का दायित्व हो, वह उसके उत्पादन व्यवसाय, अनुज्ञप्त व्यवसाय तथा अन्य व्यवसायों के पृथक्–पृथक् लेखे संधारित करेगा तथा प्रस्तुत करेगा ।

8.7 विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा उसकी विद्युत–दर का सत्यापन निम्न नियंत्रणीय मानदण्डों के निष्पादन के आधार पर कराया जाएगा :

(एक) स्टेशन ऊष्मा दर;

(दो) द्वितीयक ईंधन तेल की खपत; तथा

(तीन) सहायक ऊर्जा खपत;

8.8 आयोग द्वारा विद्युत् उत्पादक केन्द्र की विद्युत–दर का सत्यापन निम्न अनियंत्रणीय मानदण्डों के निष्पादन के आधार पर कराया जाएगा :

(एक) विशेष आकस्मिक परिस्थिति;

(दो) कानून में परिवर्तन; तथा

(तीन) प्राथमिक ईंधन लागत

8.9 किसी विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा नियंत्रणीय मानदण्डों के कारण होने वाले वित्तीय लाभ का बंटवारा विद्युत् उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों के मध्य मासिक आधार पर लेखे का वार्षिक मिलान किये जाने पर किया जाएगा । विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में परिचालन मानदण्डों के कारण वित्तीय लाभों की गणना जैसा कि इसे इस विनियम की कण्डिका 8.7 (एक) से (तीन) में दर्शाया गया है, निम्न सूत्रों के अनुसार विद्युत् उत्पादक केन्द्र तथा हितग्राहियों के मध्य 2:1 के अनुपात में विभाजित की जाएगी ।

शुद्ध लाभ = (ECRN - ECRA) X अनुसूचित विद्युत् उत्पादन

जहां,

ECRN – मानदण्डीय ऊर्जा प्रभार दर जिसकी गणना माह हेतु स्टेशन ऊष्मा दर, सहायक खपत तथा द्वितीयक ईंधन तेल खपत के आधार पर की जाएगी ।

ECRA – वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर जिसकी गणना वास्तविक स्टेशन ऊष्मा दर, सहायत खपत तथा माह हेतु द्वितीयक ईंधन तेल खपत के आधार पर की जाएगी :

परन्तु यह कि जल विद्युत् उत्पादक स्टेशन की दशा में, यदि अनुसूचित विद्युत् उत्पादन विक्रय योग्य रूपांकित ऊर्जा से अधिक हो तो अनुसूचित विद्युत् उत्पादन के स्थान पर विक्रय योग्य रूपांकित ऊर्जा पर ही विचार किया जाएगा ।

8.10 नियंत्रणीय मानदण्डों के कारण विद्युत् उत्पादक कम्पनी के वित्तीय लाभों तथा हानियों को हितग्राहियों को अन्तरित किया जाएगा ।

8.11 विद्युत् उत्पादक कम्पनी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या इससे संबद्ध किसी इकाई या खण्ड के बारे में प्रत्येक वर्ष हेतु, इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट किये गए अनुसार हार्ड तथा साफ्ट प्रति में उन्हीं प्ररूपों में प्रतिवर्ष दिनांक 15 नवम्बर तक सत्यापन अभ्यास के क्रियान्वयन हेतु एक आवेदन प्रस्तुत करेगी ।

8.12 विद्युत् उत्पादक कम्पनी 1.4.2016 से 31.3.2019 की अवधि हेतु सत्यापन के प्रयोजन हेतु किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के विस्तृत विवरण अंकेक्षक द्वारा विधिवत् अंकेक्षण तथा प्रमाणित कराने के पश्चात् प्रस्तुत करेगी ।

8.13 जहां सत्यापन के बाद, वसूल की गयी विद्युत–दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत अनुमोदित विद्युत–दर (टैरिफ) से अधिक हो, वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी वसूल की गई अधिक राशि का प्रत्यर्पण हितधारकों को इस विनियम के खण्ड 8.15 में निर्दिष्ट किए गए अनुसार करेगी ।

8.14 जहां सत्यापन के बाद, वसूल की गयी विद्युत–दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत अनुमोदित विद्युत–दर (टैरिफ) से कम हो, वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी हितधारकों से कम वसूल की गई राशि की वसूली इस विनियम के खण्ड 8.15 में निर्दिष्ट किए गए अनुसार करेगी ।

8.15 विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा कम वसूल की गई राशि तथा अधिक वसूल की गई राशि को मय साधारण ब्याज के तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को लागू बैंक दर के बराबर राशि की वसूली या प्रत्यर्पण को आयोग द्वारा जारी किये गये विद्युत–दर (टैरिफ) आदेश की तिथि से छह माह के भीतर किया जाएगा ।

9. **वार्षिक लेखे, प्रतिवेदनों आदि का प्रस्तुतिकरण:**

9.1 विद्युत् उत्पादक कंपनी को लेखों के वार्षिक विवरण–पत्र तथा ऐसी अन्य जानकारी जैसी कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए, प्रस्तुत करनी होंगी । वार्षिक लेखों की प्रस्तुति के अतिरिक्त, उत्पादक कंपनी को आयोग द्वारा समय–समय पर अधिसूचित विभिन्न विनियमों तथा संहिताओं को अपेक्षित जानकारियों का अनुपालन करना होगा।

9.2 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा वांछित जानकारी की प्रस्तुति के अभाव में, आयोग कतिपय

स्व–विवेक याचिका द्वारा कार्रवाई प्रारंभ कर सकेगा।

10. **विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण में अन्तरालः**

10.1 किसी भी वित्तीय वर्ष में विद्युत–दर (टैरिफ) अथवा विद्युत–दर का कोई भी अंश सामान्यतः एक से अधिक बार के अन्तराल में संशोधित नहीं किया जा सकेगा, केवल ऐसी परिस्थितियों को छोड़ कर जहां विनियमों के निबन्धनों में विनिर्दिष्टानुसार किसी परिवर्तन के संबंध में अनुमति प्रदान की जा चुकी हो। आयोग, स्वयं का समाधन हो जाने पर ही, जिस हेतु उसके द्वारा कारण लिखित में अभिलिखित किए जाएंगे, विद्युत–दर (टैरिफ) में अन्य पुनरीक्षण अनुज्ञेय कर सकेगा।

10.2 इन विनियमों के अन्य प्रावधानों के अध्यधीन, किसी वर्ष हेतु स्वीकृत किये गये व्ययों की वसूली, किसी अनुवर्ती अवधि हेतु स्वीकृत अवधारित विद्युत–दर (टैरिफ) में समायोजन के अध्यधीन होगी, यदि आयोग इस बारे में सन्तुष्ट हो कि किसी राशि आधिक्य अथवा कमी जो उसके वास्तविक अथवा किये गये व्ययों से संबंधित है, का समायोजन अपरिहार्य है एवं वह किसी विशिष्ट कारण से विद्युत् उत्पादक कम्पनी के नियंत्रण में न होने के कारणवश है।

11. **सुनवाईः**

11.1 विद्युत–दर (टैरिफ) आवेदन पर सुनवाई संबंधी प्रक्रिया मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004, समय–समय पर यथासंशोधित, में विनिर्दिष्ट अनुसार की जाएगी।

12. **आयोग के आदेशः**

12.1 किसी याचिका के दायर किये जाने पर, आयोग विद्युत् उत्पादक कंपनी से किसी अतिरिक्त जानकारी, विवरण, दस्तावेज, सार्वजनिक अभिलेख आदि, जैसा कि आयोग उचित समझे, की मांग कर सकेगा ताकि आयोग याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तुत गणनाओं, अनुमानों एवं अभिकथनों का मूल्यांकन कर सके।

12.2 जानकारी प्राप्त होने पर अथवा अन्यथा, आयोग समय समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 के उपबन्धों के अनुरुप समुचित आदेश जारी कर सकेगा।

13. **अनुमोत विद्युत–दर (टैरिफ) से भिन्न दर प्रभारित करनाः**

13.1 किसी विद्युत् उत्पादक कंपनी के सम्बन्ध में, जिसे हितग्राही से आयोग द्वारा अनुमोदित से भिन्न विद्युत–दर (टैरिफ) प्रभारित करते हुये पाया जाएगा, यह माना जाएगा कि उसके द्वारा आयोग के आदेशों का परिपालन नहीं किया गया है, उसे अधिनियम की धारा 142 के अन्तर्गत तथा अधिनियम के अन्य उपबंधों के अन्तर्गत उत्पादक कंपनी द्वारा देय अन्य किसी दायित्व पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना किसी दण्डित किये जाने की पात्रता होगी। ऐसे प्रकरण में जहां वसूल की गई राशि, आयोग द्वारा अनुज्ञेय की गई राशि से अधिक हो तो इस प्रकार अधिक वसूल की गई राशि को हितग्राहियों को, जिनके द्वारा अधिक राशि का भुगतान किया गया है, मय उक्त अवधि के साधारण ब्याज के साथ जिसकी दर तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल की स्थिति में बैंक दर के बराबर होगी, आयोग द्वारा अधिरोपित अन्य किसी शास्ति के अलावा, प्रत्यर्पण की जाएगी।

14. **विद्युत् उत्पादक कंपनी की वार्षिक समीक्षाः**

14.1 विद्युत् उत्पादक कंपनी नियतकालिक विवरणिकाएं जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए जिनमें परिचालन तथा लागत आंकड़े दर्शाये गये हों, आयोग को उसके आदेश के परिपालन को सुनिश्चित बनाये जाने संबंधी अनुश्रवण (मानिटरिंग) हेतु प्रस्तुत करेगी।

14.2 विद्युत् उत्पादक कम्पनी आयोग को उसके निष्पादन के वार्षिक विवरण–पत्र तथा लेखा मय अंकेक्षित लेखे के अन्तिम प्रतिवेदन के साथ प्रस्तुत करेगी।

अध्याय – 3

पूंजीगत लागत तथा पूंजीगत संरचना की संगणना:

15. पूंजीगत लागत :

15.1 पूंजीगत लागत, जैसा कि इसका अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के बाद किया जाएगा, विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं हेतु विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगी ।

15.2 किसी नवीन परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्न लागत/व्यय शामिल होंगे :

(क) परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक किया गया कोई व्यय या वह व्यय जिसे उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो;

(ख) निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज तथा वित्तीय प्रबंधन प्रभार, ऋणों पर (एक) लगाई गई 70 प्रतिशत निधि के बराबर, ऐसे प्रकरणों में जहां वास्तविक पूंजी लगाई गई निधि से 30 प्रतिशत अधिक हो, वहां आधिक्य पूंजी को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा, अथवा (दो) लगाई गई निधि के 30 प्रतिशत से कम लगाई गई निधि के प्रकरण में, ऋण की वास्तविक राशि के बराबर होगा;

निर्माण अवधि के दौरान प्राप्त ऋण के संबंध में विदेश विनिमय जोखिम विषमता के कारण प्राप्त किया गया कोई लाभ या वहन की गई कोई हानि पूंजीगत लागत का भाग बनेंगे;

(ग) संविदा संवेष्टनों की लागत में वृद्धि, जैसा कि आयोग द्वारा इसे अनुमोदित किया जाए;

(घ) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज तथा निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय, जैसा कि इसकी गणना इन विनियमों के विनियम **17** के अनुसार की जाए;

(ङ) पूंजीगत प्रारंभिक कलपुर्जों की लागत, जो इन विनियमों के विनियम **19** में निर्दिष्ट उच्चतम दरों के अध्यधीन होंगे;

(च) अतिरिक्त पूंजीकरण तथा अपूंजीकरण के कारण किया गया व्यय जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम **20** के अनुसार अवधारित किया जाए;

(छ) वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से पूर्व अस्थाई विद्युत् के विक्रय के कारण राजस्व में समायोजन द्वारा जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम **24** में निर्दिष्ट किया गया है।

15.3 किसी विद्यमान परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्न लागत/व्यय शामिल होंगे :

(क) आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2016 से पूर्व स्वीकृत की गई पूंजीगत लागत जिसे विधिवत रूप से सत्यापित किया गया हो, परन्तु इसमें दिनांक 1.4.2016 की स्थिति में किसी प्रकार के दायित्व को शामिल नहीं किया जाएगा;

(ख) तत्संबंधी वर्ष हेतु विद्युत–दर (टैरिफ) से संबद्ध अतिरिक्त पूंजीकरण तथा अपूंजीकरण जैसा

कि इसे विनियम **20** के अनुसार अवधारित किया जाए;

(ग) नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण कोई व्यय जिसे आयोग द्वारा विनियम **21** के अनुसार स्वीकृत किया जाए ।

15.4 विद्यमान/नवीन जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में पूंजीगत लागत में निम्न लागतों को भी शामिल किया जाएगा :

(क) राष्ट्रीय पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन नीति तथा पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन समुच्चय के अनुरूप परियोजना की अनुमोदित पुनर्वास तथा पुनर्व्यस्थापन योजना लागत; तथा

(ख) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना परियोजना हेतु परियोजना विकासक का 10 प्रतिशत अंशदान;

15.5 ताप विद्युत् उत्पादक स्टेशन के बारे में पूंजीगत लागत, उपगत की गई या जिसे भारत सरकार की निष्पादन, अर्जन तथा व्यापार से संबंधित योजना (स्कीम) के कारण उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, पर आयोग द्वारा प्रकरण दर–प्रकरण उसके गुण–दोष के आधार पर विचार किया जाएगा तथा इसमें निम्न को शामिल किया जाएगा :

(क) विकासक द्वारा 'PAT' योजना के मानदण्डों के अनुरूप प्रस्तावित योजना की लागत; तथा

(ख) 'PAT' योजना के कारण प्राप्त होने वाले लाभों का परस्पर विभाजन ।

15.6 विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं की पूंजीगत लागत में से निम्न पहलुओं को या तो शामिल नहीं किया जाएगा या फिर हटा लिया जाएगा :

(क) ऐसी परिसम्पत्तियां जो परियोजना का भाग तो हैं परन्तु जिन्हें उपयोग में नहीं लाया जा रहा है;

(ख) परिसम्पत्ति का अपूंजीकरण;

(ग) किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में परियोजना विकासक द्वारा राज्य सरकार द्वारा परियोजना स्थल के आवंटन के संबंध में द्वि–चरण बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसरण में किया गया कोई व्यय या जिसे उपगत किये जाने बाबत् आबद्ध किया गया हो;

(घ) भूमि की आनुपातिक लागत जिसका उपयोग नवकरणीय ऊर्जा पर आधारित विद्युत् उत्पादक केन्द्र से विद्युत् के उत्पादन हेतु किया जा रहा हो :

परन्तु केन्द्र या राज्य सरकार अथवा कोई सांविधिक निकाय अथवा प्राधिकरण से परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को, जिसमें अदायगी के दायित्व को शामिल न किया गया हो, पूंजीगत लागत पर ऋण, पूंजी पर प्रतिलाभ तथा मूल्यह्रास पर ब्याज की गणना के प्रयोजन हेतु शामिल नहीं किया जाएगा ।

16. **पूंजीगत व्यय का युक्तियुक्त परीक्षण :**

विद्यमान तथा प्रस्तावित परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के युक्तियुक्त परीक्षण के संबंध में निम्न सिद्धान्त अपनाए जाएंगे :

16.1 किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में, पूंजीगत लागत का युक्तियुक्त परीक्षण केन्द्रीय आयोग

द्वारा समय–समय पर निर्दिष्ट किये गये/भविष्य में निर्दिष्ट किए जाने वाले मार्गदर्शी मानदण्डों पर विचार करते हुए किया जाएगा :

परन्तु यह कि ऐसे प्रकरणों में जहां केन्द्रीय आयोग द्वारा मार्गदर्शी मानदण्डों का अनुप्रयोग न किया गया हो, वहां युक्तियुक्त परीक्षण में पूंजीगत व्यय का सूक्ष्म परीक्षण, वित्त प्रबंधन योजना, निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज, निर्माण अवधि के दौरान किया गया आनुषंगिक व्यय उसके युक्तियुक्त होने बाबत, दक्ष प्रौद्योगिकी का प्रयोग, आधिक्य लागत तथा आधिक्य समय, सामग्री की अधिप्राप्ति के बारे में प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया का परिपालन तथा इसी प्रकार के अन्य विषय सम्मिलित किये जाएंगे, जैसा कि ये आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु समुचित समझे जाएं:

परन्तु ऐसे प्रकरणों में जहां केन्द्रीय आयोग द्वारा मार्गदर्शी मानदण्ड निर्दिष्ट किये गये हों वहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा आयोग की तुष्टि हेतु मार्गदर्शी मानदण्डों के अनुसार पूंजीगत लागत में हुई किसी वृद्धि बाबत् कारण प्रस्तुत किये जाएंगे ताकि मार्गदर्शी मानदण्डों से अधिक लागत को अनुज्ञेय किये जाने हेतु विचार किया जा सके ।

16.2 आयोग द्वारा किसी स्वतंत्र संस्था अथवा विशेषज्ञ द्वारा जल–विद्युत् परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के सूक्ष्म परीक्षण हेतु नवीन दिशा–निर्देश जारी किये जा सकेंगे तथा ऐसी संस्था अथवा विशेषज्ञ द्वारा किये गये पूंजीगत लागत के सूक्ष्म परीक्षण के निष्कर्षों पर आयोग द्वारा जल–विद्युत् परियोजनाओं की विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण करते समय विचार किया जा सकेगा ।

16.3 आयोग द्वारा नवीन दिशा–निर्देशों को अपनाया जा सकेगा या फिर केन्द्रीय सरकार द्वारा अधिनियम की धारा 3 के अन्तर्गत समय–समय पर जारी की गई टैरिफ नीति के अनुसार केन्द्रीय आयोग द्वारा पुनरीक्षित दिशा–निर्देशों को क्रियाशील किए जाने संबंधी कार्यक्रम के सूक्ष्म परीक्षण तथा अनुमोदन बाबत अपनाया जा सकेगा जिसके आधार पर प्रकरण के संबंध में युक्तियुक्त परीक्षण किए जाने बावत विचार किया जाएगा ।

16.4 जहां विद्युत् उत्पादक कंपनी तथा हितग्राहियों के मध्य निष्पादित किया गया विद्युत् क्रय अनुबंध वास्तविक पूंजीगत व्यय हेतु उच्चतम सीमा का प्रावधान करता हो, वहां आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण के संबंध में युक्तियुक्त परीक्षण हेतु अनुज्ञेय किये गये पूंजीगत व्यय पर ऐसी उच्चतम सीमा पर विचार किया जाएगा ।

17. निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज, निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय

(क) निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज

17.1 निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज की गणना ऋण से तत्संबंधी ऋण निधि की संयोजन तिथि से तथा अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता को ध्यान में रखकर की जाएगी ।

17.2 अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति में विलम्ब के कारण निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज की अतिरिक्त लागतों के प्रकरण में विद्युत् उत्पादन कम्पनी को इस प्रकार के विलंब हेतु

विस्तृत औचित्य मय सहायक अभिलेखों के निधि की चरणबद्धता को शामिल करते हुए प्रस्तुत करने होंगे :

परन्तु यदि विलंब विद्युत् उत्पादक कम्पनी को आरोप्य न हो तथा ऐसा इन विनियमों के विनियम **18** में निर्दिष्ट किये गये अनुसार अनियंत्रणीय कारकों के कारण हो, तो निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज को यथोचित युक्तिसंगत परीक्षण के बाद अनुज्ञेय किया जा सकेगा:

परन्तु यह और कि वास्तविक ब्याज पर केवल निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज को अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से परे विलम्ब उक्त सीमा तक अनुज्ञेय किया जा सकेगा जैसा कि यह विद्युत् उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण से बाहर पाया जाए, जिसके बारे में निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता को ध्यान में रखकर यथोचित जांच–पड़ताल पूर्व में की गई हो।

(ख) **निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय**

17.3 निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय की गणना शून्य तिथि तथा अनुसूचित वाणिज्यिक तिथि तक पूर्व–परिचालन व्ययों को ध्यान में रखकर की जाएगी :

परन्तु निर्माणाधीन अवधि के दौरान अनुसूचित वाणिज्यिक तिथि तक की अवधि तक निक्षेप राशियों को अथवा अग्रिम राशियों को या फिर अन्य प्राप्तियों के कारण अर्जित राजस्व के बारे में निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय में कमी किये जाने हेतु ध्यान में रखा जाएगा ।

17.4 अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति में निर्माणाधीन अवधि के दौरान विलंब के कारण आनुषंगिक व्ययों की अतिरिक्त लागतों के प्रकरण में, विद्युत् उत्पादक कम्पनी को ऐसी विलम्ब अवधि के दौरान तथा विलंब से तत्संबंधी परिनिर्धारित क्षति जिनकी वसूली की गई हो या फिर जिनकी वसूली की जाना अपेक्षित हो, विस्तृत औचित्य दर्शाते हुए मय सहायक, अभिलेखों के, आनुषंगिक व्यय के विवरणों को सम्मिलित करते हुए प्रस्तुत करने होंगे :

परन्तु यदि विलंब विद्युत् उत्पादक कम्पनी को आरोप्य न हो तथा ऐसा इन विनियमों के विनियम **18** में निर्दिष्ट किये गये अनुसार अनियंत्रणीय कारकों के कारण हो, तो निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय को यथोचित युक्तिसंगत परीक्षण के बाद अनुज्ञेय किया जा सकेगा:

परन्तु यह और कि जहां विलंब विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा नियोजित किसी अभिकरण (एजेन्सी) या ठेकेदार या सामग्री प्रदायक को आरोप्य हो वहां ऐसे अभिकरण (एजेन्सी) या ठेकेदार या सामग्री प्रदायक से परिनिर्धारित क्षति बाबत की गई वसूली को पूंजीगत लागत की गणना हेतु विचार में लिया जाएगा ।

17.5 ऐसी दशा में जहां अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के परे समयाधिक्य यथोचित रूप से युक्तियुक्त होने के बाद अनुज्ञेय न हो वहां लागत में परिवर्तन के कारण समयाधिक्य से तत्संबंधी

समय वृद्धि के कारण पूंजीगत लागत में वृद्धि को विद्युत् उत्पादक कम्पनी के प्रदायक या ठेकेदार के साथ सम्पन्न अनुबंधों में परिवर्तन संबंधी प्रावधान से असंबद्ध पूंजीकरण से अपवर्तित किया जा सकेगा ।

18. **नियंत्रणीय तथा अनियंत्रणीय कारक :**

नीचे दर्शाए गए कारकों को नियंत्रणीय तथा अनियंणीय कारक के रूप में निरूपित किया जाएगा जो परियोजना के संविदा मूल्यों, निर्माण कार्य के दौरान ब्याज तथा निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय को प्रभावित करने की ओर अग्रसर होते हों:

18.1 "नियंत्रणीय कारकों" में निम्न कारक शामिल होंगे जो केवल निम्न तक ही सीमित न होंगे :

(क) भूमि अधिग्रहण से संबंधित मुद्दों के कारण समय और/या लागत में वृद्धि के कारण पूंजीगत व्यय में विषमताएं;

(ख) परियोजना के क्रियान्वयन में दक्षता जहां ऐसी परियोजना के विस्तार क्षेत्र में अनुमोदित परिवर्तन, वैधानिक उद्ग्रहण या आकस्मिक विशेष घटनाओं में परिवर्तन सन्निहित न हो; तथा

(ग) विद्युत् उत्पादक कम्पनी के ठेकेदार, सामग्री प्रदायक या अभिकरण के कारण परियोजना के निष्पादन में विलंब ।

18.2 "अनियंत्रणीय कारकों" में निम्न कारक शामिल किए जाएंगे जो केवल निम्न तक ही सीमित न होंगे:

(एक) आकस्मिक विशेष घटनाएं; तथा

(दो) कानून में परिवर्तन :

परन्तु अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि द्वारा विद्युत् उत्पादक स्टेशन अथवा सम्बद्ध पारेषण प्रणाली के अक्रियाशील होने के कारण समय में वृद्धि अथवा मूल्य में वृद्धि के संबंध में किसी भी अतिरिक्त प्रभाव को अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा क्योंकि इसकी वसूली विद्युत् उत्पादन कम्पनी तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के मध्य क्रियान्वयन अनुबंध के माध्यम से की जानी चाहिए :

परन्तु यह और कि यदि विद्युत् उत्पादक केन्द्र को संबद्ध पारेषण प्रणाली की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि को क्रियाशील नहीं किया जाता है तो विद्युत् उत्पादक कम्पनी को निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज तथा निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्ययों को अथवा पारेषण प्रभारों को वहन करना होगा यदि आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 4.1 (एम) के द्वितीय परन्तुक के अनुसार प्रचालन के अन्तर्गत घोषित कर दिया गया हो जब तक विद्युत् उत्पादक स्टेशन को क्रियाशील नहीं कर दिया जाए । इस प्रकार की निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज तथा निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय या फिर पारेषण प्रभार यदि कोई हों, जिनका भुगतान विद्युत् उत्पादन कम्पनी द्वारा उपरोक्त उल्लेखित परिस्थितियों के अन्तर्गत किया गया हो, को विद्युत् उत्पादक केन्द्रों की पूंजीगत लागत में अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह भी कि यदि पारेषण प्रणाली को विद्युत् उत्पादक केन्द्र की अनुसूचित प्रचालन तिथि को क्रियाशील नहीं किया जाता हो तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत् उत्पादक केन्द्र पर स्वयं की व्यवस्था के माध्यम से तथा लागत पर निष्क्रमण की व्यवस्था करेगा जब तक सम्बद्ध पारेषण प्रणाली को क्रियाशील न कर दिया जाए ।

19. **प्रारंभिक कलपुर्जे :**

प्रारंभिक कलपुर्जों का पूंजीकरण संयंत्र तथा मशीनरी की लागत के प्रतिशत के रूप में पृथक्कृत तिथि तक निम्न उच्चतम मानदण्डों के अध्यधीन किया जाएगा :

(क) कोयला–आधारित ताप विद्युत् उत्पादन केन्द्र – 4.0%

(ख) जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र – 4.0%

परन्तु :

(एक) जहां प्रारंभिक कलपुर्जों के लिए मापदण्डीय मानदण्ड केन्द्रीय आयोग द्वारा पूंजीगत लागत हेतु मापदण्डीय मानदण्डों के भाग के रूप में प्रकाशित किए जाते हों वहां ऐसे मानदण्ड उपरोक्त निर्दिष्ट किए गए मानदण्डों के अपवर्जन हेतु लागू होंगे :

(दो) जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र द्वारा किसी पारेषण उपकरण को विद्युत् उत्पादन परियोजना के रूप में धारित किया गया हो वहां ऐसे उपकरण के बारे में प्रारंभिक कलपुर्जों हेतु उच्चतम मानदण्ड मप्रविनिआ (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2015 के अन्तर्गत पारेषण प्रणाली हेतु निर्दिष्ट मानदण्डों के अनुरूप होंगे:

(तीन) प्रारंभिक कलपुर्जों की लागत की गणना के प्रयोजन हेतु, संयंत्र तथा मशीनरी की लागत को पृथक्कृत तिथि की स्थिति में परियोजना लागत के रूप में, निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज, निर्माणाधीन अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय, भूमि के मूल्य तथा सिविल कार्यों की लागत को छोड़कर, माना जाएगा ।

20. **अतिरिक्त पूंजीकरण तथा अपूंजीकरण:**

20.1 कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत, नवीन परियोजनाओं या फिर किसी विद्यमान परियोजना के बारे में निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के उपरान्त पृथक्कृत तिथि तक किया गया पूंजीगत व्यय, अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, को आयोग द्वारा निम्न मदों के अन्तर्गत अपने विवेकानुसार युक्तियुक्त जांच–पड़ताल के अध्यधीन स्वीकार किया जा सकेगा:

(एक) अनिष्पादित दायित्व जिन्हें किसी भविष्यगामी तिथि को भुगतान किया जाना मान्य किया गया हो;

(दो) वे कार्य जिन्हें निष्पादन हेतु स्थगित रखा गया हो,

(तीन) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत विनियम 19 के उपबन्धों के अध्यधीन प्रारंभिक पूंजीगत कलपुर्जों की अधिप्राप्ति (प्रोक्यूरमेंट) हेतु:

(चार) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्व; तथा

(पांच) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में :

परन्तु कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत परिसम्पत्तिवार कार्यों/कार्यवार सम्मिलित किये गये कार्यों के विवरण मय, व्यय के, प्राक्कलनों के अनिष्पादित दायित्व तथा निष्पादन हेतु स्थगित रखे गये कार्यों की सूची विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण हेतु प्रस्तुत आवेदन के साथ प्रस्तुत करने होंगे।

20.2 पृथक्कृत तिथि के उपरान्त, किसी नवीन परियोजना हेतु निम्न कारणों से किया गया अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, से संबंधित पूंजीगत व्यय आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यधीन, आयोग द्वारा अनुज्ञेय किया जा सकेगा:

(एक) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्वों के निर्वहन हेतु;

(दो) कानून में परिवर्तन अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन हेतु;

(तीन) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत राखड़ तालाब अथवा राखड़ हथालन प्रणाली से संबंधित विलंबित कार्य; तथा

(चार) किसी पृथक्कृत तिथि से पूर्व निष्पादित कार्यों के बारे में दायित्व ऐसे किन्हीं अनिष्पादित दायित्वों के विवरण के युक्तियुक्त परीक्षण तथा जांच–पड़ताल के उपरान्त संवेष्टन (पैकेज) की कुल अनुमानित लागत, ऐसे किसी भुगतान को रोकने के बारे में कारण दर्शाना तथा ऐसे भुगतानों को मुक्त करना, आदि ।

20.3 किसी विद्यमान विद्युत् उत्पादक केन्द्र के बारे में निम्नलिखित कारणों से उपगत किया गया पूंजीगत व्यय या जिसे उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो को, पृथक्कृत तिथि के उपरान्त आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यधीन स्वीकार किया जा सकेगा :

(क) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्वों के निर्वहन हेतु;

(ख) कानून में परिवर्तन अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन हेतु;

(ग) संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा तथा बचाव की आवश्यकता हेतु किए जाने संबंधी व्यय जैसा कि राष्ट्रीय सुरक्षा/आन्तरिक सुरक्षा हेतु उत्तरदायी सांविधिक प्राधिकरणों के समुचित शासकीय अभिकरणों द्वारा इसकी आवश्यकता के बारे में परामर्श दिया गया हो या निर्देशित किया गया हो;

(घ) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत राखड़ तालाब अथवा राखड़ हथालन प्रणाली से संबंधित विलंबित कार्य;

(ङ) किसी पृथक्कृत तिथि से पूर्व निष्पादित कार्यों के बारे में दायित्व ऐसे किसी अनिष्पादित

दायित्वों के विवरण के युक्तियुक्त परीक्षण के उपरान्त संवेष्टन (पैकेज) की कुल अनुमानित लागत, किसी भुगतान को रोकने के बारे में कारण दर्शाना तथा ऐसे भुगतानों को मुक्त करना, आदि ।

(च) पृथक्कृत तिथि के उपरान्त, आयोग द्वारा कार्यों के बारे में कोई दायित्व जो वास्तविक भुगतान द्वारा ऐसे दायित्वों के निर्वहन की सीमा के अन्तर्गत होगा;

(छ) कोयला आधारित विद्युत् उत्पादन केन्द्र को छोड़कर, कोई अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जो विद्युत् उत्पादक केन्द्र के दक्ष संचालन हेतु आवश्यक बन गया हो वहां इस बारे में दावे को तकनीकी औचित्य मय लिखित साक्ष्य के, जैसे कि किसी स्वतंत्र अभिकरण (एजेन्सी) द्वारा निष्पादित परीक्षण के परिणामों के साथ, ऐसे प्रकरण में जहां परिसम्पत्तियों का गुणह्रास सन्निहित हो, ऐसे प्रकरण में जहां क्षति प्राकृतिक आपदाओं के कारण घटित हुई हो, प्रौद्योगिकी के अप्रचलित होने, तकनीकी कारण हेतु क्षमता के उन्नयन हेतु, जैसे कि दोष स्तर में वृद्धि का पाया जाना, आदि के साथ संलग्न किया जाना चाहिए;

(ज) जल विद्युत् केन्द्रों की दशा में, ऐसा कोई व्यय जो प्राकृतिक आपदाओं से होने वाली क्षति के कारण अत्यावश्यक हो गया हो {जो विद्युत् उत्पादक कंपनी की असावधानी के कारण विद्युत् गृह (पॉवर हाऊस) में जल–भराव के कारण न हो} जिसमें भू–वैज्ञानिक कारण भी सम्मिलित होंगे, तथा किसी बीमा योजना से प्राप्त होने वाली कोई राशि तथा किसी अतिरिक्त कार्य के कारण किया गया कोई व्यय जो सफल तथा दक्ष संयंत्र प्रचालन हेतु अत्यावश्यक हो, समायोजित किया जाएगा ।

(झ) कोई भी पूंजीगत व्यय जिसे युक्तियुक्त परीक्षण के बाद न्यायोचित पाया गया हो व जो ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र के संबंध में, पूर्ण कोयला संयोजन से तत्संबंधी कोयला प्रदाय के क्रियान्वयन न होने के कारण, ईंधन प्राप्ति प्रणाली में वांछित या किये गये सुधारों के कारण आवश्यक हो, तथा ऐसी परिस्थितियों से उद्भूत हो जो विद्युत् उत्पादक केन्द्र के नियंत्रण से परे हैं:

परन्तु लघु मदों अथवा परिसंपत्तियों जैसे कि औजार तथा उपकरण, फर्नीचर, वातानुकूलन संयंत्र, वोल्टेज संतुलन उपकरण, रेफ्रीजरेटर, कूलर, पंखे, धुलाई मशीनें, ऊष्मा परिवहन संयंत्र तथा दरियां, मेट्रेस आदि जो पृथक्कृत तिथि के उपरान्त उपलब्ध कराई गई हों, के अर्जन हेतु किये गये व्यय पर अतिरिक्त पूंजीकरण हेतु दिनांक 1.4.2016 से प्रभावशील विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण के संबंध में विचार नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह और कि किसी कोयला आधारित केन्द्र के प्रकरण में कोई भी पूंजीगत व्यय जो उपरोक्त (क) से (घ) में निर्दिष्ट प्रकार से पृथक् हो, की पूर्ति क्षतिपूर्ति रियायत से की जाएगी:

परन्तु यह और कि किसी भी व्यय का, जिसका दावा नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण तथा प्रचालन एवं संधारण व्ययों तथा क्षतिपूर्ति रियायत के अन्तर्गत किया गया हो, दावा इस विनियम के अन्तर्गत नहीं किया जा सकेगा ।

20.4 किसी विद्युत् उत्पादक कम्पनी की परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण के प्रकरण में, अपूंजीकरण की तिथि की स्थिति में, ऐसी परिसम्पत्ति की मूल लागत को सकल स्थाई परिसम्पत्ति तथा तत्संबंधी ऋण के

साथ–साथ पूंजी को भी क्रमशः बकाया ऋण राशि तथा पूंजी की राशि में से उक्त वर्ष के दौरान जब ऐसा अपूंजीकरण घटित हो जिसके अन्तर्गत यथोचित तौर पर उक्त वर्ष को मानकर जब इसका पूंजीकरण किया गया हो, पर विचार करते हुए, घटाया जाएगा ।

21. **नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण**

21.1 विद्युत् उत्पादक कम्पनी, विद्युत् उत्पादक केन्द्र अथवा उसके किसी भाग की विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन हेतु मूल रूप से मान्य उपयोगी जीवनकाल के विस्तार के प्रयोजन हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण पर होने वाले व्यय की आपूर्ति के प्रयोजन से, आयोग के समक्ष एक आवेदन प्रस्ताव के अनुमोदनार्थ, एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगी जिसमें उसका सम्पूर्ण उद्देश्य, औचित्य, लागत–लाभ विश्लेषण, किसी संदर्भ तिथि से जीवनकाल की अनुमानित वृद्धि, वित्तीय समुच्चय, व्यय का प्रक्रम, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, संदर्भ मूल्य स्तर, कार्य पूर्ण करने संबंधी अनुमानित लागत मय विदेशी विनिमय घटक के, यदि कोई हो, तथा अन्य कोई जानकारी जिसे विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा प्रासंगिक माना जाए, संलग्न करेगी।

21.2 जहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के अनुमोदन हेतु कोई आवेदन (प्रस्ताव) प्रस्तुत करती हो, ऐसे प्रकरण में प्रस्ताव का अनुमोदन, लागत–प्राक्कलनों के युक्तियुक्त होने, वित्तीय प्रबंधन योजना, कार्यपूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, निर्माण कार्य के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के प्रयोग, लागत–लाभ विश्लेषण, तथा ऐसे अन्य कारकों पर, जो आयोग द्वारा प्रासंगिक समझे जाएं, यथोचित विचारोपरान्त किया जाएगा।

21.3 वास्तविक रूप से किया गया कोई व्यय अथवा किये जाने वाला कोई प्रक्षेपित व्यय जिसे आयोग द्वारा नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी व्यय तथा जीवन–काल के विस्तार संबंधी प्राक्कलनों के युक्तियुक्त परीक्षण पश्चात् मूल परियोजना लागत से पूर्व में वसूल किए गए संचित अवमूल्यन को घटाकर स्वीकार किया गया हो, विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगा ।

22. **कोयला–आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र (स्टेशन) हेतु विशेष रियायत :**

22.1 किसी ताप–ऊर्जा उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में विद्युत् उत्पादक कम्पनी नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण संबंधी प्रावधान का लाभ उठाने के बजाय व्ययों की आवश्यकता की पूर्ति हेतु क्षतिपूर्ति के रुप में, जिनमें विद्युत् उत्पादक केन्द्र अथवा उसकी इकाई के उसके उपयोगी जीवनकाल के उपरान्त उसके नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु प्रावधान भी शामिल है, इस विनियम में निर्दिष्ट किये गये अनुसार "विशेष रियायत" की सुविधा प्राप्त कर सकेगा तथा ऐसी परिस्थिति में, पूंजीगत लागत के पुनरीक्षण को शामिल नहीं किया जाएगा तथा प्रयोज्य परिचालन मानदण्डों को शिथिल नहीं किया जाएगा परन्तु वार्षिक स्थाई लागत में विशेष रियायत प्रदान की जाएगी:

परन्तु इस प्रकार का विकल्प किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या इसकी किसी

इकाई (यूनिट) हेतु उपलब्ध न होगा जिस के लिये नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी कार्य हाथ में लिया गया हो तथा आयोग द्वारा व्यय का अनुमोदन इन विनियमों को लागू किये जाने से पूर्व किया गया हो अथवा किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र अथवा इकाई हेतु जो अपेक्षाकृत कम क्षमता पर अथवा शिथिल परिचालन तथा अनुपालन मानदण्डों के अनुसार कार्य कर रहा हो ।

22.2 वित्तीय वर्ष 2016–17 के दौरान विशेष रियायत की दर रू. 7.50 लाख/मेगावाट/वर्ष की होगी तथा तत्पश्चात् अवशेष अवधि के दौरान आगामी वित्तीय वर्ष से तथा इकाईवार विद्युत् उत्पादन के उपयोगी जीवनकाल के पूर्ण करने की तत्संबंधी तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के संदर्भ में प्रतिवर्ष 6.35 प्रतिशत की दर से बृद्धि की जाएगी :

परन्तु उक्त इकाई के संबंध में, जो टैरिफ अवधि वर्ष 2016–17 से वर्ष 2018–19 के दौरान विशेष रियायत हेतु विकल्प प्रस्तुत करेगी तथा दि. 1.4.2016 की स्थिति में 25 वर्षों से अधिक की वाणिज्यिक प्रचालन अवधि पूर्ण कर चुकी हो, उसे यह रियायत वित्तीय वर्ष 2016–17 से प्रदान की जाएगी ।

परन्तु यह और कि विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु विशेष रियायत, जिसके द्वारा उसकी स्वयं की स्वेच्छानुसार "विशेष रियायत" मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2012 के उपखण्ड (18.5) में निर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार विशेष रियायत विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि वर्ष 2016–17 से वर्ष 2018–19 हेतु प्रतिवर्ष 6.35 प्रतिशत की दर से वृद्धि द्वारा अनुज्ञेय की जाएगी ।

22.3 आयोग द्वारा विशेष रियायत स्वीकृत किए जाने पर विशेष रियायत से व्यय किए जाने या उसका उपयोग किए जाने पर इसका विवरण विद्युत् उत्पादक केन्द्र द्वारा पृथक् से संधारित किया जाएगा तथा इससे संबंधित विवरण आयोग को उसके द्वारा ऐसे व्यय के बारे में विवरण प्रदान किए जाने संबंधी निर्देश दिए जाने पर प्रस्तुत करना होगा ।

23. **क्षतिपूर्ति रियायत :**

23.1 किसी कोयला आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी इकाई के संबंध में पूंजी प्रकृति की नवीन परिसम्पत्तियों के व्ययों की पूर्ति हेतु जो इन विनियमों के विनियम 20 के अन्तर्गत अनुज्ञेय न हों, उन्हें पृथक् क्षतिपूर्ति रियायत स्वीकृत की जाएगी तथा ऐसा कार्यान्वित किए जाने की दशा में पूंजीगत लागत के पुनरीक्षण को क्षतिपूर्ति रियायत के कारण अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा परन्तु क्षतिपूर्ति रियायत की वसूली पृथक् से अनुज्ञेय की जाएगी ।

23.2 क्षतिपूर्ति रियायत को उपयोगी जीवनकाल के 10, 15 या 20 वर्ष पूर्ण किए जाने पर आगामी वर्ष से निम्न विधि के अनुसार अनुज्ञेय किया जाएगा :

परिचालन काल (वर्षों में)	क्षतिपूर्ति रियायत (रूपये लागत/मेगावाट/वर्ष)
0–10	शून्य
11–15	0.20
16–20	0.50
21–25	1.00

24. **अस्थाई विद्युत् का विक्रय:**

अस्थाई विद्युत् प्रदाय को विचलन के रूप में लेखांकित किया जाएगा तथा इसका भुगतान क्षेत्रीय/राज्य विचलन व्यवस्थापन निधि लेखा से केन्द्रीय विद्युत् नियामक आयोग द्वारा विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामलों के संबंध में अधिसूचित "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulation 2014" जैसा कि इसे समय–समय पर संशोधित किया जाए या किसी अनुवर्ती पुनर्अधिनियमन के अनुसार किया जाएगा:

परन्तु अस्थाई विद्युत् के प्रदाय द्वारा विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा अर्जित किसी राजस्व को ईंधन से संबंधित व्ययों के लेखांकन उपरांत इसका अनुप्रयोग तद्नुसार पूंजीगत लागत के समायोजन में किया जाएगा ।

25. **ऋण–पूंजी अनुपात :**

25.1 ऐसी किसी परियोजना के संबंध में, जिसे 1.4.2016 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो, वहां ऋण–पूंजी अनुपात वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में 70:30 माना जाएगा । यदि वास्तविक रूप से निवेश की पूंजी, पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक हो, वहां 30 प्रतिशत से अधिक पूंजी को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा :

परन्तु,

(क) जहां निवेश की गई पूंजी पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से कम हो, वहां विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु वास्तविक पूंजी को ही मान्य किया जाएगा :

(ख) विदेशी मुद्रा में निवेश की गई पूंजी को प्रत्येक निवेश तिथि को भारतीय रूपयों में नामोदिष्ट किया जाएगा :

(ग) ऋण : पूंजी अनुपात के प्रयोजन हेतु परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को पूंजी संरचना का भाग माना जाएगा ।

व्याख्या : अधिमूल्य, यदि कोई हो, जिसकी उगाही विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा परियोजना के निधीयन हेतु की गयी हो बाबत शेयर पूंजी जारी करते समय तथा आन्तरिक संसाधानों के निवेश हेतु जिसका सृजन मुक्त सुरक्षित निधि में से किया गया हो, को पूंजी पर प्रतिलाभ उसी दशा में की गई गणना हेतु

प्राप्त की गई पूंजी के रूप माना जाएगा यदि ऐसी अधिमूल्य राशि तथा आन्तरिक संसाधनों को विद्युत् उत्पादक केन्द्र के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु वास्तविक रूप से उपयोग में लाया गया है ।

25.2 विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा कम्पनी मण्डल के संकल्प के अनुमोदन को आन्तरिक स्त्रोतों से निधि के निषेचन के संबंध में उपयोग किये गये या जिसे विद्युत् उत्पादक केन्द्र के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु उपयोग किया जाना प्रस्तावित है, प्रस्तुत किया जाएगा ।

25.3 ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र को दिनांक 1.4.2016 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो वहां आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2016 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु अनुमोदित ऋण–पूंजी अनुपात को विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु माना जाएगा ।

25.4 ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र को दिनांक 1.4.2016 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो परन्तु जहां आयोग द्वारा दिनांक 31.3.2016 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु ऋण : पूंजी के अनुपात का निर्धारण न किया गया हो, वहां आयोग द्वारा ऋण : पूंजी अनुपात का अनुमोदन विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा प्रदान की गई वास्तविक जानकारी के आधार पर किया जाएगा।

25.5 दिनांक 1.4.2016 को या उसके बाद किया गया व्यय या वह व्यय जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो जैसा कि आयोग द्वारा इसे विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में स्वीकृत किया जाए, वहां जीवनकाल की वृद्धि हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण व्यय को इस विनियम के खण्ड 25.1 में निर्दिष्ट की गई विधि के अनुसार सेवाकृत किया जाएगा ।

:———:

अध्याय – 4

विद्युत–दर (टैरिफ) संरचना

26. **विद्युत–दर (टैरिफ) के घटक:**

26.1 किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र से विद्युत् प्रदाय के संबंध में विद्युत–दर (टैरिफ) में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात्, क्षमता प्रभार {वार्षिक स्थाई प्रभार की वसूली हेतु, जिसमें ऐसे घटक शामिल होंगे जिन्हें इन विनियमों के विनियम **27** में परिभाषित किया गया है} तथा ऊर्जा प्रभार {प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन लागत की वसूली हेतु} ।

26.2 किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र से विद्युत् प्रदाय के संबंध में विद्युत–दर (टैरिफ) में क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार शामिल होंगे जिन्हें दो प्रभारों के माध्यम से वार्षिक स्थाई लागत की वसूली बाबत् (जिनमें वे घटक शामिल होंगे जैसा कि इनका उल्लेख विनियम **27** में किया गया है) इन विनियमों के विनियम **37** में विनिर्दिष्ट विधि द्वारा व्युत्पादित किया जाएगा ।

27. **क्षमता प्रभार**

क्षमता प्रभारों को वार्षिक स्थाई लागत के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा । किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र की वार्षिक स्थाई लागत में निम्न घटक शामिल होंगे :

(क) पूंजी पर प्रतिलाभ

(ख) ऋण पूंजी पर ब्याज

(ग) अवमूल्यन/अवक्षयण

(घ) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज; तथा

(ङ) प्रचालन एवं संधारण व्यय :

परन्तु जहां विनियम **22** के अनुसार नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के बदले में विशेष रियायत या फिर विनियम **23** के अनुसार पृथक् क्षतिपूर्ति के लिए विकल्प प्रदान किया गया हो, जहां ऐसा किया जाना लागू हो, के प्रकरण में इसकी वसूली पृथक् से की जाएगी तथा कार्यकारी पूंजी की गणना के बारे में इस पर विचार नहीं किया जाएगा ।

28. **ऊर्जा प्रभार :**

ऊर्जा प्रभारों को किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र (जल विद्युत् को छोड़कर) आगमित ईंधन लागत के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा तथा इसमें निम्न लागतें शामिल होंगी :

(क) प्राथमिक ईंधन की आगमित ईंधन लागत; और

(ख) द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत:

परन्तु करों तथा शुल्कों के बारे में किसी प्रत्यर्पण राशि को, मय ईंधन प्रदायकों से शास्ति के रूप में प्राप्त की गई किसी राशि को ईंधन लागत में समायोजित करना होगा ।

29. **विद्युत–दर अवधारण हेतु आगमित ईंधन लागत :**

विद्युत–दर (टैरिफ़) के अवधारण हेतु प्राथमिक ईंधन तथा द्वितीयक ईंधन की आगमित ईंधन लागत का निर्धारण प्राथमिक ईंधन तथा द्वितीयक ईंधन की पिछले तीन माह की वास्तविक भारित औसत लागत के आधार पर किया जाएगा तथा पिछले तीन माह की आगमित लागतों के अभाव में विद्यमान विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु प्राथमिक ईंधन तथा द्वितीयक ईंधन के अन्तिम अधिप्राप्ति मूल्य पर विचार किया जाएगा जबकि नवीन विद्युत् उत्पादक केन्द्रों के प्रकरण में ठीक पिछले तीन माह की लागतों को मान्य किया जाएगा ।

अध्याय – 5

वार्षिक स्थाई लागत का संगणन :

30. **पूंजी पर प्रतिलाभ :**

30.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना रूपयों में, विनियम **25** के अनुसार अवधारित पूंजी आधार पर की जाएगी ।

30.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु 15.50 प्रतिशत की आधार दर पर की जाएगी ।

परन्तु :

(क) प्रथम अप्रैल, 2016 को तथा तत्पश्चात् क्रियाशील की गई परियोजनाओं के प्रकरण में 0.50 प्रतिशत का अतिरिक्त प्रतिलाभ अनुज्ञेय किया जाएगा, यदि ये परियोजनाएं **परिशिष्ट – 1** में दर्शाई गई समय–सीमा के अन्तर्गत पूर्ण कर ली जाएं :

(ख) 0.5 प्रतिशत का अतिरिक्त लाभ अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा यदि परियोजना उपरोक्त दर्शाई गई समय–सीमा के अन्तर्गत पूर्ण नहीं की जाती है, भले ही इसके कारण जो भी हों;

(ग) किसी नवीन परियोजना हेतु प्रतिलाभ की दर को एक प्रतिशत की दर से ऐसी अवधि हेतु जैसा कि इसके बारे में आयोग द्वारा निर्णय लिया जाए कम कर दिया जाएगा, यदि विद्युत् उत्पादक केन्द्र को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत प्रचालन की नियंत्रित नियामक पद्धति/प्रचालन की मुक्त नियामक पद्धति को क्रियाशील किए बगैर घोषित किया जाना पाया गया हो :

(घ) जब कभी भी तत्संबंधी राज्य भार प्रेषण केन्द्र/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रस्तुत किए प्रतिवेदन के आधार पर किसी विद्युत् उत्पादक स्टेशन में उपरोक्त अर्हताओं का कम होना पाया जाए, वहां पूंजी पर प्रतिलाभ को एक प्रतिशत की दर से कम कर दिया जाएगा, जिस अवधि हेतु कमी जारी रहे ।

31. **पूंजी पर प्रतिलाभ पर कर**

31.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की आधार दर को, जैसा कि आयोग द्वारा इसे विनियम **30** के अन्तर्गत अनुज्ञेय किया जाए, तत्संबंधी वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ सकलीकृत किया जाएगा । इस प्रयोजन हेतु संबंधित विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा सुसंबद्ध वित्त अधिनियमों के प्रावधानों से संरेखित प्रभावी कर दर पर तत्संबंधी वित्तीय वर्ष में वास्तविक रूप से किए गए कर भुगतान के आधार पर माना जाएगा । अन्य आय प्रवाह पर वास्तविक आयकर, विलम्बित कर (अर्थात, गैर–विद्युत् उत्पादन व्यापार से प्राप्त आय) को शामिल करते हुए, को "प्रभावी कर दर" की गणना हेतु विचार नहीं किया जाएगा ।

31.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की दर की गणना को तीन दशमलव बिन्दुओं तक पूर्णांकित किया जाएगा तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

पूंजी पर पूर्व–कर प्रतिलाभ की दर = $\frac{\text{आधार दर (Base rate)}}{1-t}$

जहां 't' इस विनियम के उपखण्ड (31.1) के अनुसार प्रभावी कर दर है तथा इसकी गणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में अनुमानित लाभ तथा भुगतान की जाने वाली कर राशि के आधार पर कम्पनी को उक्त वित्तीय वर्ष हेतु लागू सुसंबद्ध वित्तीय अधिनियम के प्रावधानों से संरेखित आनुपातिक आधार पर, गैर–उत्पादन व्यापार से आय को अपवर्जित करते हुए तथा उस पर तत्संबंधी कर के आधार पर की जाएगी । ऐसी दशा में, जहां विद्युत् उत्पादक कम्पनी न्यूनतम वैकल्पिक कर का भुगतान कर रही हो, वहां "t" को न्यूनतम वैकल्पिक कर, को अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए माना जाएगा ।

उदाहरण:

(एक) ऐसी विद्युत् उत्पादक कम्पनी की दशा में जो न्यूनतम वैकल्पिक कर का भुगतान 20.96 प्रतिशत की दर से, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए कर रही हो, वहां पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = 15.50 / (1 – 0.2096) =19.61 प्रतिशत होगी।

(दो) ऐसी विद्युत् उत्पादन कम्पनी की दशा में जो सामान्य निकाय कर का भुगतान, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए कर रही हो वहां :

(क) यदि वित्तीय वर्ष 2016–17 हेतु विद्युत् उत्पादन व्यापार से अनुमानित सकल आय रू. 1000 करोड़ हो,

(ख) तथा उपरोक्त राशि पर अनुमानित अग्रिम कर की राशि रू. 240 करोड़ हो,

(ग) वहां, वित्तीय वर्ष 2016–17 हेतु प्रभावी कर दर = रू. 240 करोड़ / रू0 1000 करोड़ = 24 प्रतिशत होगी ।

(घ) अतएव, पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = $\frac{15.50}{(1-0.24)}$ = 20.395 प्रतिशत होगी।

31.3 वास्तविक भुगतान किए गए कर के आधार पर, मय अतिरिक्त कर मांग के, उस पर ब्याज की राशि को जोड़कर पूंजी पर प्रतिलाभ की दर को यथोचित तौर पर कर के किसी प्रत्यर्पण हेतु, किसी वित्तीय वर्ष हेतु वास्तविक सकल आय पर, विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2016–17 से 2018–19 से संबंधित, आयकर विभाग से प्राप्त किए गए किसी ब्याज राशि को सम्मिलित करते हुए, समायोजित करते हुए प्रतिवर्ष सत्यापित किया जाएगा । तथापि, किसी शास्ति की राशि, यदि कोई हो, जो किसी जमा की गई राशि के विलंबित भुगतान या निर्धारित कर राशि से कम जमा की गई राशि से उद्भूत हो, का विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा दावा नहीं किया जाएगा । पूंजी पर प्रतिलाभ पर सकलबद्ध दर की कम वसूल की गई या अधिक वसूली को, सत्यापित किए जाने के उपरान्त वर्ष–दर–वर्ष आधार पर हितग्राहियों से राशि की वसूली या प्रत्यर्पण हेतु अनुज्ञेय किया जाएगा ।

32. **ऋण पूंजी पर ब्याज :**

32.1 विनियम **25** में दर्शाई गई विधि अनुसार, गणना किये गये ऋण, ऋण पर ब्याज की सकल मानदण्डीय ऋण की गणना किये गये माने जाएंगे।

32.2 दिनांक 1.4.2016 की स्थिति में बकाया मानदण्डीय ऋणों की गणना आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2016 तक सकल मानदण्डीय ऋण में से संचयी अदायगी को घटाकर की जायेगी ।

32.3 विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि 2016–19 के प्रत्येक वर्ष हेतु अदायगी को तत्संबंधी वर्ष/अवधि हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के बराबर माना जाएगा । परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण से संबंधित प्रकरण में, अदायगी का समायोजन संचयी अदायगी द्वारा आनुपातिक आधार पर किया जाएगा तथा यह समायोजित राशि ऐसी परिसम्पत्ति के बारे में अपूंजीकरण तिथि तक वसूल की गई संचयी अवमूल्यन राशि से अधिक नहीं होनी चाहिए ।

32.4 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा भले ही कोई भी विलम्बकाल अवधि का लाभ लिया गया हो, ऋण की अदायगी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही माना जाएगा तथा यह वर्ष अथवा उसके किसी भाग हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के समतुल्य होगा।

32.5 ब्याज की दर, ब्याज की भारित औसत दर के बराबर होगी, जिसकी गणना वास्तविक ऋण श्रेणी के आधार पर पूंजीकृत किए गए ब्याज हेतु समुचित लेखांकन समायोजन प्रदान करते हुए की जाएगी:

परन्तु यदि किसी विशिष्ट वर्ष हेतु कोई वास्तविक ऋण लंबित न हो परन्तु मानदण्डीय ऋण अभी भी बकाया हो तो ऐसी दशा में अन्तिम उपलब्ध भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी:

परन्तु यह और कि यदि विद्युत् उत्पादक केन्द्र के विरुद्ध वास्तविक ऋण लंबित न हो तो ऐसी दशा में विद्युत् उत्पादक कंपनी की समग्र रुप से भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी।

32.6 ऋण पर ब्याज की गणना वर्ष के मानकीकृत औसत पर भारित औसत ब्याज दर की प्रयुक्ति द्वारा की जाएगी।

32.7 विद्युत् उत्पादक कंपनी ऋण की पुनर्वित्त व्यवस्था हेतु समस्त संभव प्रयास करेगी जब तक कि इसका परिणाम ब्याज पर सकल बचत में परिणत हो तथा ऐसी दशा में ऐसी पुनर्वित्त व्यवस्था हेतु संबद्ध लागतों को हितग्राहियों द्वारा वहन किया जाएगा तथा इस प्रकार की सकल बचत को हितग्राहियों द्वारा वहन किया जाएगा जिसे हितग्राहियों तथा विद्युत् उत्पादक कंपनी के मध्य 2:1 के अनुपात में बांटा जाएगा।

32.8 ऋणों के निबंधन तथा शर्तों में किये गये परिवर्तनों को इस प्रकार की गई पुनर्वित्त व्यवस्था की तिथि से दर्शाया जाएगा।

32.9 किसी विवाद की दशा में, कोई भी पक्षकार मप्रविनिआ (कार्य संचालन) विनियम, 2004, समय–समय पर यथासंशोधित के अनुसार आवेदन प्रस्तुत कर सकेगा:

परन्तु हितग्राहियों द्वारा विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा दावा किये गये ब्याज के कारण किसी प्रकार के भुगतान को ऋण की पुनर्वित्त व्यवस्था से उदभूत किसी विवाद के प्रतितोषण की प्रत्याशा में रोका न जाएगा।

33. अवमूल्यन या अवक्षयण

33.1 अवमूल्यन या अवक्षयण की गणना किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में उसकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से की जाएगी । किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र की समस्त इकाईयों की विद्युत–दर (टैरिफ) के प्रकरण में जिनके लिए एकल विद्युत–दर अवधारण किया जाना आवश्यक हो, वहां अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना विद्युत् उत्पादक केन्द्र की प्रभावी प्रचालन तिथि से, वैयक्तिक इकाईयों के अवमूल्यन पर विचार करते हुए की जाएगी :

परन्तु वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तिथि की गणना विद्युत् उत्पादक केन्द्र की समस्त इकाईयां जिनकी एकल विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारित किया जाना अपेक्षित हो, के बारे में यह कार्यवाही वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा स्थापित क्षमता पर विचार करते हुए की जाएगी।

33.2 अवमूल्यन की गणना के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत होगी । किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र की बहुविध इकाईयों के प्रकरण में, विद्युत् उत्पादक केन्द्र के भारित औसत जीवनकाल का अनुप्रयोग किया जाएगा । अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही प्रभारणीय होगा ।

33.3 परिसम्पत्ति का उपादेय मूल्य 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा अवमूल्यन को परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुज्ञेय किया जाएगा:

परन्तु किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में उपादेय मूल्य, विकासकों द्वारा राज्य सरकार के साथ संयंत्र के विकास हेतु निष्पादित लिखित अनुबन्ध में किये गये प्रावधान अनुसार होगा:

परन्तु यह और कि जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र की परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत ह्रसित मूल्य की गणना के प्रयोजन से विनियमित विद्युत–दर (टैरिफ) अनुसार दीर्घ–अवधि विद्युत् क्रय समझौते के अंतर्गत विद्युत् विक्रय के प्रतिशत से तत्संबंधी होगी।

परन्तु यह और कि विद्युत् उत्पादक केन्द्र या विद्युत् उत्पादक इकाई की न्यून उपलब्धता के कारण अस्वीकार किए गए अवमूल्यन को इसके उपयोगी जीवनकाल या विस्तारित जीवनकाल के दौरान बाद में किसी प्रक्रम पर अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा ।

परन्तु यह भी कि सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण तथा साफ्टवेयरों के उपादेय मूल्य को

शून्य माना जाएगा तथा परिसम्पत्तियों के शत प्रतिशत मूल्य को अवमूल्यनयोग्य माना जाएगा ।

33.4 पट्टे पर ली गई भूमि के अतिरिक्त किसी भी भूमि को तथा जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में जलाशय से संबंधित भूमि को अवमूल्यनयोग्य परिसम्पत्ति नहीं माना जाएगा तथा परिसम्पत्ति के अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना करते समय इसकी लागत को पूंजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा ।

33.5 विद्युत् उत्पादक केन्द्र की परिसम्पत्तियों हेतु अवमूल्यन की गणना प्रतिवर्ष 'सरल रेखा विधि' के आधार पर **परिशिष्ट–2** में विनिर्दिष्ट दरों के अनुसार की जाएगी:

परन्तु वर्ष की 31 मार्च की स्थिति में, अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य को वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के 12 वर्षों की अवधि के उपरान्त परिसम्पत्तियों के अवशेष उपयोगी जीवनकाल के अन्तर्गत प्रसारित कर दिया जाएगा।

33.6 विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, दिनांक 1.4.2016 की स्थिति में अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना सम्पत्तियों के सकल अवमूल्यनयोग्य मूल्य जैसा कि आयोग द्वारा इसे दिनांक 31.3.2016 तक स्वीकार किया गया हो, में संचयी अवमूल्यन को घटाकर की जाएगी ।

33.7 अवमूल्यन की दर को **परिशिष्ट–2** में विनिर्दिष्ट दर पर प्रभारित किया जाना जारी रखा जाएगा जब तक संचयी अवमूल्यन 70 प्रतिशत तक नहीं पहुंच जाता। तत्पश्चात् अवशेष अवमूल्यन योग्य मूल्य को परिसम्पत्ति के अवशेष जीवनकाल के अन्तर्गत प्रसारित कर दिया जाएगा ताकि अधिकतम अवमूल्यन की 90 प्रतिशत से अधिक बढ़ोत्तरी न हो ।

33.8 अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही प्रभारणीय होगा । वर्ष के किसी भाग हेतु परिसम्पत्ति के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में, अवमूल्यन को *आनुपातिक* दर पर प्रभारित किया जाएगा ।

33.9 विद्युत् उत्पादक कम्पनी परियोजना के अन्तिम चरण के दौरान (उपयोगी जीवनकाल की समाप्ति से पांच वर्ष पूर्व) प्रस्तावित पूंजीगत व्यय के विवरण, इसके औचित्य तथा प्रस्तावित जीवनकाल की वृद्धि के संबंध में प्रस्तुत करेगीं । आयोग, इस प्रकार की गई प्रस्तुतियों के युक्तियुक्त परीक्षण के आधार पर परियोजना के अन्तिम चरण के दौरान पूंजीगत व्यय पर अवमूल्यन का अनुमोदन करेगा।

33.10 किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र अथवा इसकी किसी इकाई से संबंधित परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण के प्रकरण में, संचयी अवमूल्यन को उपयोगी सेवाओं के दौरान अपूंजीकृत परिसम्पत्ति द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) में वसूल किए गए अवमूल्यन को ध्यान में रखकर समायोजित किया जाएगा ।

34. कार्यकारी पूंजी पर ब्याज :

34.1 कार्यकारी पूंजी में शामिल होंगे :

(1) कोयला आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र :

(क) भण्डार हेतु कोयले की लागत, यदि लागू हो, खदान मुख विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु 15 दिवस तथा गैर–खदान मुख विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु 30 दिवस जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक अथवा उच्चतम कोयला भण्डारण क्षमता से तत्संबंधी इनमें से जो भी कम हो, होगी;

(ख) विद्युत् उत्पादन के लिए तीस दिवस हेतु पर्याप्त कोयले की लागत जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक से तत्संबंधी होगी;

(ग) विद्युत् उत्पादन के लिए तीस दिवस हेतु पर्याप्त द्वितीयक ईंधन खनिज तेल की लागत जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तत्संबंधी होगी तथा ऐसे प्रकरण में जहां एक से अधिक प्रकार के द्वितीयक ईंधन तेल को उपयोग में लाया जा रहा हो, वहां ईंधन तेल भण्डार की लागत मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल की लागत मानी जाएगी;

(घ) संधारण कलपुर्जे, प्रचालन एवं संधारण व्यय के 20 प्रतिशत की दर से, जैसा कि विनियम **35** में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ड़) दो माह की विद्युत् के विक्रय हेतु क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियां, जिनकी गणना मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के आधार पर की जाएगी ; तथा

(च) एक माह हेतु, प्रचालन एवं संधारण व्यय ।

(2) जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु कार्यकारी पूंजी में शामिल होंगी :

(क) दो माह की स्थाई लागत के बराबर प्राप्ति योग्य सामग्रियों की लागतें;

(ख) संधारण कलपुर्जे, प्रचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर से जैसा कि इसे विनियम **35** में निर्दिष्ट किया गया है; तथा

(ग) एक माह हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय ।

34.2 ईंधन की लागत विद्युत् उत्पादक कम्पनियों द्वारा गणनानुसार व्यय की गई आगमित लागत {मानदण्डीय आवागमन तथा हथालन हानियों पर विचार करते हुए} तीन माह हेतु पूर्वगामी एक माह अनुसार, जिस हेतु विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण किया जाना अपेक्षित हो, वास्तविक आंकड़ों के अनुसार, ईंधन के सकल उष्मित मान पर आधारित होगी तथा विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि के दौरान ईंधन की लागत में किसी प्रकार की वृद्धि प्रदान नहीं की जाएगी ।

34.3 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की दर मानदण्डीय आधार पर होगी तथा इसे 1.4.2016 की स्थिति में बैंक दर अथवा विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि वर्ष 2016–17 से वर्ष 2018–19 के दौरान उक्त वर्ष की प्रथम अप्रैल की तिथि जिसके दौरान विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाई को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जाए, इनमें से जो भी बाद में घटित हो, माना जाएगा ।

34.4 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज मानदण्डीय आधार पर ही भुगतानयोग्य होगा, भले ही विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा किसी बाह्य अभिकरण (एजेन्सी) से कार्यकारी पूंजी हेतु ऋण प्राप्त न भी किया गया हो ।

35. प्रचालन एवं संधारण व्यय :

35.1 ताप तथा जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु किसी प्रदत्त विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि के लिए प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों में निर्दिष्टानुसार मानदण्डीय संचालन एवं संधारण व्ययों के आधार पर किया जाएगा। ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्ययों को ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों के लिए (जिन्हें दिनांक 31.03.2012 को या इसके पूर्व क्रियाशील किया गया हो) तथा विद्युत् उत्पादक केन्द्रों (जिन्हें दिनांक 01.04.2012 को या तत्पश्चात् क्रियाशील किया गया हो) पृथक् से निर्दिष्ट किया गया है । विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं के लिये मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्यय भी पृथक् से निर्दिष्ट किये गये हैं।

35.2 कर्मचारी व्यय, मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत और प्रशासनिक तथा सामान्य से संबंधित लागत घटकों पर उपरोक्त विनियमों के विनियम 35.7 से 35.8 तथा 35.10 से 35.11 के अनुसार विचार किया गया है । दिनांक 1.4.2012 के उपरान्त क्रियाशील किये गये विद्युत् केन्द्रों हेतु प्रचालन तथा संधारण व्यय, कर्मचारी व्ययों, मरम्मत तथा अनुरक्षण व्ययों तथा प्रशासनिक तथा सामान्य व्ययों को शामिल करते हुए पूर्व के चार वर्षों (अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2013–14 तक) वार्षिक अंकेक्षित लेखों पर विचार करते हुए, प्राप्त किए गए हैं । उपरोक्त उल्लेखित चार वर्षों के औसत व्यय को वित्तीय वर्ष 2012–13 हेतु आधार प्रारंभिक आंकड़ा माना गया है । तत्पश्चात, प्रचालन एवं संधारण के आंकड़ों की प्राप्ति वित्तीय वर्ष 2015–16 तक प्रयोज्य विनियमों में सुसंबद्ध वर्ष हेतु निर्दिष्ट वार्षिक वृद्धि दर के अनुप्रयोग द्वारा की गई है ।

35.3 अनुवर्ती वर्षों के लिए प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण आधार वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु व्ययों में वृद्धि द्वारा, जैसा कि वे उपरोक्तानुसार अवधारित किए गए हों, वृद्धिकारक 6.30% तथा 6.64% की दर से क्रमशः ताप विद्युत् स्टेशनों तथा जल विद्युत् स्टेशनों हेतु, जैसा कि इसे केन्द्रीय आयोग द्वारा अपने टैरिफ विनियम, वर्ष 2014 हेतु, तत्संबंधी वित्तीय वर्षों हेतु माना गया है, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु प्रचालन तथा संधारण व्ययों की गणना हेतु अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु ऐसी दशा में जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् परिचालन में आये हों, वहां नवीन विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय विनियम 35.8 में विनिर्दिष्ट अनुसार होंगे ।

35.4 मध्यप्रदेश पॉवर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड के संबंध में कर्मचारी व्यय, जिन पर संचालन एवं संधारण व्ययों के अन्तर्गत विचार किया गया है, पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं को छोड़कर हैं। कार्मिकों के बारे में, तत्कालीन मध्यप्रदेश राज्य विद्युत् मण्डल के विद्यमान पेंशनभोगियों तथा मध्यप्रदेश पॉवर जनरेटिंग कंपनी के पेंशनभोगियों को सम्मिलित करते हुए, की पेंशन तथा अन्य प्रसुविधाओं के बारे में निधीयन मप्र विद्युत् नियामक आयोग (मण्डल तथा उत्तराधिकारी इकाईयों के कार्मिकों के तथा सेवान्त प्रसुविधा दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2012 (जी–38, वर्ष 2012) के अनुसार किया जाएगा।

35.5 युद्ध, विद्रोह अथवा कानून में कतिपय परिवर्तनों अथवा ऐसी समतुल्य परिस्थितियों के कारण संचालन तथा संधारण में अभिवृद्धि के संबंध में, जहां आयोग का यह अभिमत हो कि उक्त वृद्धि न्यायोचित है, आयोग इसे विनिर्दिष्ट अवधि हेतु लागू करने पर विचार कर सकेगा ।

35.6 किसी विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा किसी वर्ष में अर्जित किसी बचत को उसे स्वयं के पास धारित रखे जाने की अनुमति प्रदान की जा सकेगी। किसी वर्ष में लक्ष्य संचालन व संधारण व्ययों के आधिक्य के कारण होने वाली हानि को उत्पादक कंपनी को ही वहन करना होगा।

(क) ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे :

दिनांक 31.03.2012 को या इससे पूर्व क्रियाशील किए गए ताप विद्युत् केन्द्रों हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय

35.7 दिनांक 31.03.2012 को या उससे पूर्व क्रियाशील किये गये विद्यमान ताप विद्युत् केन्द्रों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत, मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत तथा प्रशासनिक तथा सामान्य लागत। इन मानदण्डों में पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण, प्रोत्साहन, बकाया राशि, शासन को भुगतान योग्य कर, मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं। विद्युत् उत्पादक कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा, शासन को देय कर, रसायनों तथा उपभोज्य सामग्रियों, मप्रविनिआ को देय शुल्क, की लागत तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा किन्हीं बकाया राशियों का दावा पृथक से वास्तविक आंकड़ों के आधार पर करेगी। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं के दावों को विनियम 35.4 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

ताप विद्युत् उत्पादक इकाईयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड : रू. लाख प्रति मेगावाट में

यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2016–17	वित्तीय वर्ष 2017–18	वित्तीय वर्ष 2018–19
120	27.90	29.65	31.52
200/210/250	24.20	25.72	27.34
500	19.43	20.65	21.95

परन्तु अतिरिक्त इकाईयों हेतु उपरोक्त दर्शाये गये मानदण्डों को निम्न कारकों से गुणा किया जाएगा जिनमें उक्त केन्द्र (स्टेशन) हेतु वाणिज्यिक प्रचालन तिथि उन इकाईयों की तत्संबंधी इकाई आकारों हेतु दिनांक 1.4.2016 को अथवा तत्पश्चात् घटित हो:

200/210/250 मेगावाट	अतिरिक्त पांचवी तथा छठी इकाईयों हेतु अतिरिक्त सातवी तथा अधिक इकाईयों हेतु	0.90 0.85
300/330/350 मेगावाट	अतिरिक्त चौथी तथा पांचवी इकाईयों हेतु अतिरिक्त छठी तथा अधिक इकाईयों हेतु	0.90 0.85
500 मेगावाट तथा उससे अधिक	अतिरिक्त तीसरी तथा चौथी इकाईयों हेतु अतिरिक्त पांचवी तथा अधिक इकाईयों हेतु	0.90 0.85

35.8 **दिनांक 01.04.2012 या तत्पश्चात क्रियाशील की गई ताप विद्युत् उत्पादन इकाईयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड :**

रूपये लाख प्रति मेगावाट में			
यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2016–17	वित्तीय वर्ष 2017–18	वित्तीय वर्ष 2018–19
45 मेगावाट	32.07	34.09	36.24
200/210/250 मेगावाट	27.00	28.70	30.51
300/330/350 मेगावाट	22.54	23.96	25.47
500 मेगावाट	18.08	19.22	20.43
600 मेगावाट तथा इससे अधिक	16.27	17.30	18.38

परन्तु यह और कि जल प्रभारों को जल की खपत के आधार पर संयंत्र के प्रकार, जलशीतलन प्रणाली, आदि के आधार पर, युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यधीन कराया जाएगा । इससे संबंधित विवरण याचिका के साथ प्रस्तुत किए जाएंगे :

परन्तु यह और कि विद्युत् उत्पादक केन्द्र वास्तविक खपत किए गए पूंजीगत कलपुर्जों की सूची सत्यापन के समय मय उपयुक्त औचित्य के इसकी खपत के बारे में प्रस्तुत करेगा तथा इस बारे में यह भी प्रमाणित करेगा कि इसका निधीयन क्षतिपूर्ति रियायत अथवा विशेष रियायत के माध्यम से नहीं किया गया है तथा न ही इसका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण या फिर भण्डार तथा कुलपुर्जों की खपत और नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के किसी भाग के रूप में भी नहीं किया गया है ।

(ख) जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे :

35.9 विद्यमान जल विद्युत् केन्द्रों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत, मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत तथा प्रशासनिक तथा सामान्य लागत। इन मानदण्डों में पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण, प्रोत्साहन, बकाया राशि, शासन को भुगतान योग्य कर, मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं । विद्युत्

उत्पादक कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा, शासन को देय कर, रसायनों तथा उपभोज्य सामग्रियों, मप्रविनिआ को देय शुल्क की लागत तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा किन्हीं बकाया राशियों का दावा पृथक् से वास्तविक आंकड़ों के आधार पर करेगी। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं के दावों को विनियम 35.4 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

35.10 उन विद्यमान जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों के बारे में जो दिनांक 31.3.2016 की स्थिति में क्रियाशील होंगे, निम्न प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्ड लागू होंगे:

जल विद्युत् केन्द्रों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड :

वर्ष	प्रचालन एवं संधारण व्यय रू0 लाख प्रति मेगावाट में
वित्तीय वर्ष 2016–17	9.64
वित्तीय वर्ष 2017–18	10.28
वित्तीय वर्ष 2018–19	10.96

35.11 दिनांक 1.4.2016 से अथवा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित किये जाने वाले नवीन जल विद्युत् उत्पादक स्टेशनों के प्रकरण में प्रचालन तथा संधारण व्यय मूल परियोजना लागत (पुनर्वास तथा पुनर्व्यस्थापन की लागत को छोड़कर) की 4 प्रतिशत तथा 2.5 प्रतिशत की दर से क्रमशः 200 मेगावाट क्षमता से कम की परियोजनाओं तथा 200 मेगावाट से अधिक के केन्द्रों (स्टेशनों) हेतु वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष हेतु निर्धारित किये जाएंगे तथा ये अनुवर्ती वर्षों हेतु 6.64 प्रतिशत प्रतिवर्ष की वार्षिक वृद्धि के अध्यधीन होंगे।

अध्याय – 6

क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों का संगणन

36. **ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की गणना तथा भुगतान**

36.1 किसी ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु स्थाई लागत की गणना इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार वार्षिक आधार पर की जाएगी, तथा इनकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार के अन्तर्गत की जाएगी । किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु भुगतान योग्य कुल क्षमता प्रभारों को उसके हितग्राहियों के मध्य उनका प्रतिशत अंशदान/विद्युत् उत्पादक केन्द्र की क्षमता के आवंटन के आधार पर परस्पर विभाजित किया जाएगा ।

36.2 किसी ताप विद्युत् उत्पादक स्टेशन को एक कलेण्डर माह हेतु भुगतानयोग्य क्षमता प्रभार की गणना निम्न सूत्रों के अनुसार की जाएगी :

CC1 = (AFC/12) (PAF1/NAPAF) जो (AFC/12) की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी ।

CC2 = (AFC/6) (PAF2/NAPAF) जो {(AFC/6) - CC1)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC3 = (AFC/4) (PAF3/NAPAF) जो {AFC/4 - (CC1 + CC2)} के उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC4 = (AFC/3) (PAF4/NAPAF) जो {AFC/3 - (CC1 + CC2 + CC3)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC5 = (AFC x 5/12) (PAF5/NAPAF) जो {AFC x 5/12) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC6 = (AFC/2) (PAF6/NAPAF) जो {(AFC/2) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC7 = (AFC x 7/12) (PAF7/NAPAF) जो {(AFCx7/12) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5 + CC6)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC8 = (AFCx2/3) (PAF8/NAPAF) जो {(AFC x 2/3) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5 + CC6 + CC7)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC9 = {(AFC x 3/4) (PAF9/NAPAF) जो {(AFC x 3/4) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC10= (AFC x 5/6) (PAF10/NAPAF) जो {(AFC x 5/6) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5 + CC6+ CC7 + CC8 + CC9)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC11 = (AFC x 11/12) (PAF11/NAPAF) जो {(AFC x 11/12)) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

CC12 = (AFC) (PAFY/NAPAF) जो {(AFC) - (CC1 + CC2 + CC3+ CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10 + CC11)} की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी।

परन्तु ऐसी दशा में जहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र या उसकी इकाई, जो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण बंद हो, वहां विद्युत् उत्पादक कंपनी को वार्षिक स्थाई लागत के भाग की वसूली अनुज्ञेय की जायेगी जिसमें केवल प्रचालन एवं संधारण व्यय तथा ऋण पर ब्याज ही सम्मिलित होगें, जहां

AFC = वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत, रूपयों में

NAPAF = मानदण्डीय वार्षिक संयत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

PAFN = प्रतिशत संयत्र उपलब्धता कारक, जिसकी प्राप्ति nवें माह के अंत तक प्राप्त की गयी हो

PAFY = वर्ष के दौरान प्राप्त किया गया प्रतिशत संयत्र उपलब्धता कारक

CC1, CC2, CC3, CC4, CC5, CC6, CC7, CC8, CC9, CC10, CC11, CC12 क्रमशः प्रथम, द्वितीय, तृतीय, चतुर्थ, पंचम, षष्ठम, सप्तम, अष्ठम, नवम, दशम, एकादश, द्वादश, माह में क्षमता प्रभार हैं ।

36.3 किसी विशिष्ट माह के अन्त में निष्पादित किये गये संयंत्र उपलब्धता कारक तथा वर्ष के अन्त में निष्पादित किये गये संयंत्र उपलब्धता कारक की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी:

$$\text{PAFM अथवा PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DCi / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DCi = औसत घोषित क्षमता (एक्स–बस मेगावॉट में), अवधि के दौरान i वें दिन हेतु, अर्थात् माह अथवा वर्ष, जैसा कि प्रकरण में लागू हो, जैसा कि इसे संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति उपरांत प्रमाणित किया गया हो

IC = उत्पादक स्टेशन की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = अवधि के दौरान दिवसों की संख्या,

टीप : DCi तथा IC में उन उत्पादक इकाईयों की, जिन्हें वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित न किया गया हो, की क्षमता को शामिल नहीं किया जाएगा । संबंधित अवधि के दौरान स्थापित क्षमता में परिवर्तन होने की दशा में, उसके औसत मान का अनुप्रयोग किया जाएगा ।

36.4 किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई हेतु प्रोत्साहन राशि का भुगतान 50 पैसे प्रति किलोवाट की दर से देय होगा । अनुसूचित विद्युत् उत्पादन के तत्संबंधी अनुसूचित ऊर्जाएक्स बस ऊर्जा से अधिक मानदण्डीय वार्षिक संयत्र भार कारक हेतु जैसा कि इसे विनियम **39** में निर्दिष्ट किया गया है, होगा ।

36.5 ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन लागत तथा चूना पत्थर की लागत (जहां यह लागू हो) शामिल होगी तथा इसका भुगतान प्रत्येक हितग्राही को प्रदाय की जाने वाली निर्धारित कुल ऊर्जा हेतु कलेण्डर माह के दौरान, एक्स विद्युत् संयत्र आधार पर माह की ऊर्जा दर पर (मय ईंधन तथा चूना पत्थर मूल्य समायोजन के) देय होगा। विद्युत् उत्पादक कम्पनी को माह हेतु भुगतान योग्य कुल प्रभार निम्नानुसार होगा :

(ऊर्जा प्रभार दर, रूपये प्रति किलोवाट ऑवर में) X {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस), किलोवाट आवर में}

36.6 ऊर्जा प्रभार दर का अवधारण रूपये प्रति किलोवाट ऑवर में एक्स–विद्युत् संयंत्र आधार पर, तीन दशमलव स्थानों तक, निम्न सूत्र के अनुसार किया जाएगा :

(i) कोयला आधारित केन्द्रों हेतु :

$$ECR = \{(GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF/CVPF + SFC \times LPSFi\} \times (100/(100-AUX))$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

CVPF = (क) कोयला आधारित स्टेशनों हेतु प्राप्त किए गए कोयले के संबंध में भारित औसत सकल उष्मित मान, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम में

(ख) ऐसे प्रकरण में जहां ईंधन का सम्मिश्रण विभिन्न स्त्रोतों से किया जाता हो, वहां प्राथमिक ईंधन के भारित औसत सकल उष्मित मान की प्राप्ति सम्मिश्रण अनुपात के समानुपात में की जाएगी

CVSF = द्वितीयक ईंधन का उष्मित मान किलो लीटर/मि. लीटर में

ECR - संप्रेषित की गई ऊर्जा प्रभार दर, रूपये प्रति किलोवाट ऑवर

GHR = सकल स्टेशन ऊष्मा दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवाट ऑवर में

LPPF = माह के दौरान प्राथमिक ईंधन का भारित औसत आगमित मूल्य, रूपये प्रति किलोग्राम में (ऐसी दशा में, जहां ईंधन का सम्मिश्रण विभिन्न स्त्रोतों से किया गया हो, वहां प्राथमिक ईंधन के भारित औसत सकल उष्मित मान की प्राप्ति सम्मिश्रण अनुपात के समानुपात में की जाएगी) :

परन्तु देयकों की प्रतियां तथा वास्तविक सकल उष्मित मान तथा ईंधन अर्थात घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई–नीलामी कोयला, आदि की कीमत, घरेलू कोयले के आयातित कोयले के साथ मिश्रण का अनुपात, ई–नीलामी कोयले का अनुपात, विद्युत् उत्पादक कम्पनी की वेबसाईट पर भी प्रदर्शित किये जाएंगे। उपरोक्त विवरण कम्पनी के वेबसाईट पर तीन माह की अवधि हेतु मासिक आधार पर उपलब्ध कराये जाएंगे।

SFC = मानदण्डीय आपेक्षिक ईंधन खनिज–तेल खपत, मि. लीटर/किलोवॉट ऑवर में

LPSFi = द्वितीय ईंधन का भारित औसत आगमित मूल्य, रूपये प्रति मि. लीटर में

36.7 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा विद्युत् उत्पादक केन्द्र के हितग्राहियों को इन विनियमों में निर्दिष्ट प्ररूपों के अनुसार सकल उष्मित मान के मानदण्डों के विवरण तथा ईंधन का मूल्य, अर्थात् स्वदेशी कोयला, आयातित कोयला, ई–नीलामी कोयला, आदि प्रदान किये जायेंगे ।

परन्तु आयातित कोयले के घरेलू कोयले के साथ सम्मिश्रण अनुपात के विवरण ई–नीलामी कोयले का अनुपात तथा ईधनों के भारित औसत सकल उष्मित मान जैसा कि वे प्राप्त किये गये हों, पृथक् से तत्संबंधी माह के देयकों के साथ प्रदान किये जायेंगे ।

परन्तु यह और कि देयकों की प्रतियां तथा सकल उष्मित मान तथा ईंधन अर्थात घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई–नीलामी कोयला, आदि की कीमत, घरेलू कोयले के आयातित कोयले के साथ मिश्रण का अनुपात, ई–नीलामी कोयले का अनुपात, विद्युत् उत्पादक कम्पनी की वेबसाईट पर भी प्रदर्शित किये जाएंगे। उपरोक्त विवरण कम्पनी की वैबसाईट पर तीन माह की अवधि हेतु मासिक आधार पर उपलब्ध कराये जाएंगे।

36.8 माह की ईंधन की आगमित लागत में ईंधन का मूल्य, जो ईंधन की श्रेणी तथा गुणवत्ता से तत्संबंधी हो जिसके अन्तर्गत प्रयोज्य स्वत्व शुल्क, कर तथा अभिकर, रेल/सड़क अथवा अन्य किसी साधन से परिवहन लागत, तथा ऊर्जा प्रभारों की गणना के प्रयोजन से तथा कोयले के प्रकरण में, मानदण्डीय परिवहन तथा हथालन हानियां, कोयला प्रदाय कम्पनी द्वारा माह के दौरान प्रेषित की गई कोयले की मात्रा के प्रतिशत के रूप में सम्मिलित होगी, की गणना निम्नानुसार की जाएगी:

खदान मुख विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु : 0.2 प्रतिशत की दर से
गैर–खदान मुख विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु : 0.8 प्रतिशत की दर से

परन्तु खदान मुख केन्द्रों के प्रकरण में यदि कोयले की अधिप्राप्ति अन्य स्त्रोतों से की जाए, जो खदान मुख खदानों से अन्य हो, जिसका परिवहन केन्द्र को रेल के माध्यम से किया जाए, वहां 0.8 प्रतिशत की परिवहन हानि लागू होगी:

परन्तु यह और कि आयातित कोयला के प्रकरण में, परिवहन तथा हथालन हानियां 0.2 प्रतिशत होंगी ।

36.9 कोयला आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों द्वारा ईंधन प्रदाय के आंशिक अथवा पूर्ण उपयोग संबंधी प्रकरण में अन्यथा जैसा कि विद्युत् उत्पादक कंपनी तथा हितग्राहियों द्वारा उनके विद्युत् क्रय अनुबंध में सहमति व्यक्त की गयी हो, जैसा कि यह अनुबंधित विद्युत् प्रदाय के संबंध में ईंधन की कमी या फिर सम्मिश्रण के माध्यम से मितव्ययी परिचालन की अनुकूलतम परिस्थितियों बावत हो, वहां ईंधन प्रदाय के वैकल्पिक स्त्रोत के उपयोग के बारे में विद्युत् उत्पादक केन्द्र को अनुमति प्रदान की जाएगी:

परन्तु ऐसी दशा में हितग्राहियों को पूर्व अनुमति एक पूर्व शर्त नहीं होगी, जब तक इस संबंध में विशिष्ट तौर पर विद्युत् क्रय अनुबंध में सहमति व्यक्त न कर दी गयी हो:

परन्तु यह और कि ईंधन के वैकल्पिक स्त्रोत के उपयोग हेतु इस विनियम के उपखण्ड (36.10) के अनुसार की गई गणना के अनुसार भारित औसत मूल्य ईंधन के आधार मूल्य के 30 प्रतिशत से अधिक न होगा:

परन्तु यह और भी कि जहां ईंधन के उपयोग हेतु भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार, ईंधन के वैकल्पिक स्त्रोत को शामिल करते हुये, 30 प्रतिशत से अधिक हो, जैसा कि आयोग द्वारा उक्त वर्ष के लिये अनुमोदित किया गया हो अथवा ईंधन के उपयोग हेतु भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, ईंधन के वैकल्पिक स्त्रोत को शामिल करते हुये पूर्व माह के भारित औसम मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक हो, इनमें से जो भी कम हो, को मान्य किया जाएगा तथा ऐसी दशा में, हितग्राही से पूर्व परामर्श न्यूनतम तीन दिवस पूर्व किया जाएगा ।

36.10 आयोग द्वारा विशिष्ट विद्युत्–दर (टैरिफ) आदेशों के माध्यम से प्रत्येक विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु जारी की जाने वाली उक्त ऊर्जा प्रभार दर अवधि के प्रारंभ में अनुमोदित की जायेगी। इस प्रकार अनुमोदित किया गया ऊर्जा प्रभार, विद्युत्–दर अवधि के प्रारंभ में आधार ऊर्जा प्रभार दर होगा । अनुवर्ती वर्षो के लिये आधार ऊर्जा प्रभार–दर, ऐसा ऊर्जा प्रभार होगा जिसकी गणना आधार ऊर्जा प्रभार दर पर विद्युत–दर (टैरिफ) अवधि के प्रारंभ में भुगतान के प्रयोजन हेतु दरों की वृद्धि द्वारा जैसा कि केन्द्रीय आयोग द्वारा समय–समय पर इसे प्रतिस्पर्धा बोली दिशा निर्देशों के अंतर्गत अधिसूचित किया जाये, होगी ।

37. जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार का संगणन तथा भुगतान:

37.1 किसी जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र की स्थाई लागत की गणना इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर की जाएगी तथा इसकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) तथा ऊर्जा प्रभार के अन्तर्गत की जाएगी जिसका भुगतान हितग्राहियों द्वारा विद्युत् उत्पादक केन्द्र की विक्रय योग्य क्षमता में उनके तत्संबंधी आवंटन के अनुपात में, अर्थात्, क्षमता अनुसार गृह राज्य को निःशुल्क विद्युत् प्रदाय को छोड़कर किया जाएगा :

परन्तु विद्युत् उत्पादक केन्द्र की प्रथम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा विद्युत् उत्पादक केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के मध्य की अवधि के दौरान क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार भुगतान के अवधारण हेतु वार्षिक लागत की गणना विद्युत् उत्पादक केन्द्र के अद्यतन कार्य पूर्ण किये जाने संबंधी लागत के आधार पर अनंतिम तौर पर की जाएगी ।

37.2 किसी कलेण्डर माह हेतु किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र को भुगतान योग्य क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) निम्नानुसार होंगे :

AFC x 0.5 x NDM/NDY x (PAFM/NAPAF) (रूपयों में)

जहां,

AFC = वर्ष हेतु निर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत, रूपयों में

NAPAF = मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

NDM = माह के दौरान दिवस संख्या

NDY = वर्ष के दौरान दिवस संख्या

PAFM = माह के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

37.3 मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PAFM = 1000 \sum_{i=1}^{i=N} DCi/\{N \times IC \times (100\text{-}AUX)\}\%$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DCi = माह के i वें दिवस हेतु घोषित क्षमता (एक्स–बस मेगावाट में) जो केन्द्र (स्टेशन) को न्यूनतम 3 (तीन) घंटे की अवधि में प्रदान करने में सक्षम हो, जैसा कि इसे समन्वयन भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति पर सत्यापित किया जाए

IC = सम्पूर्ण विद्युत् उत्पादक केन्द्र (स्टेशन) की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = माह के दौरान दिवस संख्या

37.4 ऊर्जा प्रभार का भुगतान प्रत्येक हितग्राही द्वारा, माह के दौरान कुल अनुसूचित प्रदाय योग्य ऊर्जा हेतु, निःशुल्क ऊर्जा को घटाकर, यदि कोई हो, एक्स पावर संयंत्र आधार पर, गणना की गई ऊर्जा दर पर किया जाएगा। उत्पादक कम्पनी को माह के दौरान भुगतान योग्य ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होंगे :

(ऊर्जा प्रभार दर रू. प्रति किलोवाट ऑवर में) x {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस) किलोवॉट ऑवर में) x (100-FEHS)/100}

37.5 किसी जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु ऊर्जा प्रभार दर का अवधारण रू. प्रति किलोवाट ऑवर में, एक्स पॉवर प्लांट आधार पर, तीन दशमलव बिन्दुओं तक निम्न सूत्र के आधार पर विनियम (37.7) के उपबंधों के अध्यधीन, किया जाएगा:

ECR = AFC x 0.5 x 10/ {DE x (100-AUX) x (100-FEHS)}

जहां,

DE = जल विद्युत् उत्पादक स्टेशन हेतु वार्षिक रूपांकित ऊर्जा, मेगावाट ऑवर में, निम्न दर्शाये विनियम (37.6) के उपबंधों के अध्यधीन होगी

FEHS = गृह राज्य हेतु निशुल्क ऊर्जा, प्रतिशत में, जैसा कि इसे विनियम 44 में परिभाषित किया गया है

37.6 यदि किसी जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र द्वारा वर्ष के दौरान वास्तविक उत्पादित ऊर्जा कुल रूपांकित ऊर्जा से कम हो जो विद्युत् उत्पादक केन्द्र के नियंत्रण से परे कतिपय कारणों से हो तो ऐसी दशा में विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा दायर किये गये आवेदन द्वारा प्रक्रम आधार पर निम्नानुसार उपचार किया जाएगा :

(क) यदि ऊर्जा में कमी, उत्पादक स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के दस वर्षों की अवधि के भीतर घटित हो, तो ऐसी दशा में ऊर्जा में कमी वाले वर्ष के बाद के वर्ष हेतु ऊर्जा प्रभार दर की गणना उपखण्ड (36.5) में विनिर्दिष्ट सूत्र के आधार पर, इस संशोधन के साथ की जाएगी कि ऊर्जा में कमी वाले वर्ष के बाद के वर्ष हेतु रूपांकित ऊर्जा को वास्तविक उत्पादित ऊर्जा के बराबर माना जाएगा, जब तक ऊर्जा प्रभार में पूर्व वर्ष की कमी की क्षतिपूर्ति नहीं कर दी जाती, जिसके उपरान्त सामान्य ऊर्जा प्रभार दर हेतु प्रयोज्य होगी:

परन्तु ऐसी दशा में, जहां जल विद्युत् उत्पादक केन्द्र से वास्तविक विद्युत् उत्पादन रूपांकित ऊर्जा से निरन्तर चार वर्षों की अवधि हेतु द्रवचालित कारक के कारण कम रही हो, वहां विद्युत् उत्पादक केन्द्र द्वारा केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण से सुसंबद्ध द्रवचालित आंकड़े के साथ केन्द्र (स्टेशन) की रूपांकित ऊर्जा के पुनरीक्षण हेतु सम्पर्क किया जाएगा ।

(ख) यदि किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र की ऊर्जा में कमी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से दस वर्ष के बाद घटित हो, तो निम्न विधि अपनाई जाएगी :

व्याख्या : माना कि केन्द्र (स्टेशन) हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक रूपांकित ऊर्जा DE मेगावाट ऑवर है तथा संबंधित (प्रथम) तथा उत्तरवर्ती (द्वितीय) वित्तीय वर्षों हेतु क्रमशः A1 तथा A2 मेगावाट ऑवर हो, जिसमें A1 की मात्रा डिजाईन एनर्जी से कम है। ऐसे में रूपांकित ऊर्जा, जिस पर इस विनियम की कण्डिका (5) में दर्शाये गये सूत्र के अनुसार तृतीय वित्तीय वर्ष हेतु ऊर्जा प्रभार दर की गणना हेतु विचार किया जाएगा, इसे (A1 + A2 - DE) मेगावाट ऑवर के अनुसार नियंत्रित किया जाएगा, जो अधिकतम DE मेगावाट ऑवर तथा न्यूनतम A1 मेगावाट ऑवर के अध्यधीन होगा ।

(ग) वास्तविक उत्पादित ऊर्जा (उदाहरण के तौर पर, A1, A2) की गणना स्टेशन से शुद्ध पारेषित ऊर्जा को 100/(100–AUX) के गुणनफल द्वारा की जाएगी।

37.7 यदि किसी जल–विद्युत् केन्द्र हेतु ऊर्जा प्रभार दर जैसा कि इसकी गणना उपरोक्त कण्डिका 37.5 में की गई है, **90 पैसे प्रति किलोवाट ऑवर** से अधिक हो तथा वर्ष के दौरान वास्तविक

विक्रययोग्य ऊर्जा {DE x (100-AUX) x (100-FEHS)/1000} मेगावाट ऑवर से अधिक हो तो ऊर्जा हेतु ऊर्जा प्रभार की बिलिंग उपरोक्त से अधिक हेतु, केवल **90 पैसे प्रति किलोवाट ऑवर** की दर से की जाएगी :

परन्तु किसी वर्ष के दौरान ऐसे वर्ष के बाद जब कुल उत्पादित ऊर्जा रूपांकित ऊर्जा से कम हो, जो विद्युत् उत्पादक कम्पनी के नियंत्रण से परे कतिपय कारणों से हो, तो ऐसी दशा में ऊर्जा प्रभार दर को 90 पैसे प्रति किलोवाट ऑवर की दर तक कम कर दिया जाएगा, जब पूर्व वर्ष के ऊर्जा प्रभार में कमी की क्षतिपूर्ति कर ली गई हो ।

37.8 संबंधित भार प्रेषण केन्द्र हितग्राहियों से विचार–विमर्श कर जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु घोषित की गई उपलब्ध समस्त ऊर्जा की अनुकूलतम उपयोगिता हेतु अनुसूचियों को अन्तिम रूप देगा जिसे समस्त हितग्राहियों को विद्युत् उत्पादक केन्द्र के तत्संबंधी आवंटन हेतु अनुसूचीबद्ध किया जाएगा ।

38. विचलन प्रभार

38.1 विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु वास्तविक शुद्ध अन्तःक्षेपण तथा अनुसूचित शुद्ध अन्तःक्षेपण अंतरों तथा हितग्राहियों हेतु वास्तविक शुद्ध आहरण और अनुसूचित शुद्ध आहरण अंतरों को उनका तत्संबंधी विचलन माना जाएगा तथा ऐसे विचलनों को केन्द्रीय विद्युत् नियामक आयोग द्वारा अधिसूचित "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settelment Mechanism and Related matters) Regulation, 2014, समय–समय पर यथासंशोधित या इसके किसी अनुवर्ती अधिनियमन द्वारा अधिशासित किया जायगा ।

38.2 प्रत्येक विद्युत् उत्पादक केन्द्र तथा हितग्राही के वास्तविक शुद्ध विचलन को उसकी परिधि पर राज्य पारेषण इकाई द्वारा स्थापित विशेष ऊर्जा मापयन्त्रों के माध्यम से मीटरीकृत किया जाएगा तथा संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा इसकी गणना प्रत्येक 15–मिनट के समय–खण्ड हेतु मेगावाट ऑवर में की जाएगी ।

अध्याय–7

प्रचालन के मानदण्ड

39. ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड

39.1 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार की वसूली तथा प्रोत्साहन इन विनियमों में निर्दिष्ट किये गये मानदण्डों की उपलब्धि पर आधारित होंगे ।

39.2 ताप विद्युत् केन्द्रों हेतु निम्न दर्शाये गये प्रचालन मानदण्ड दिनांक 31 मार्च, 2012 को अथवा उससे पूर्व क्रियाशील किए गये ताप विद्युत् केन्द्रों को लागू होंगे :

(क) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक

विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) सारनी पीएच 2	200+210	410.0	75.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	75.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) संकुल		**830.0**	**75.00%**
अमरकंटक ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**65.00%**
अमरकंटक ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**85.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 1	2 x 210	420.0	80.00%
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 2	2 x 210	420.0	80.00%
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**80.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) रू. (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500.0**	**85.00%**

(ख) सकल स्टेशन ऊष्मा (किलो कैलोरी/किलोवॉट ऑवर)

विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) सारनी पीएच 2	200+210	410.0	2700
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	2700
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) संकुल		**830.00**	**2700**
अमरकंटक ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**3200**
अमरकंटक ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**2450**
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 1	2 x 210	420.0	2600
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 2	2 x 210	420.0	2600
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**2600**
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500.0**	**2425**

(ग) आपेक्षिक ईंधन खनिज तेल खपत
(मि लीटर/किलोवाट ऑवर)

विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) संकुल		**830.00**	**1.75**
अमरकंटक ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**2.00**
अमरकंटक ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**1.00**
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 1	2 x 210	420.0	1.30
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) पीएच 2	2 x 210	420.0	1.00
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**1.15**
संजय गांधी ताप विद्युत् केन्द्र (स्टेशन) (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500.0**	**1.00**

(घ) सहायक ऊर्जा खपत (%)

विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में	वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत् स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत् स्टेशन सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत् स्टेशन संकुल		**830.00**	**10.00%**
अमरकंटक ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**10.00%**
अमरकंटक ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**9.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 1	2 x 210	420.0	9.00%
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 2	2 x 210	420.0	9.00%
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**9.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन नवीन इकाई (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500.0**	**6.00%**

(ड.) प्रोत्साहन हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयत्र भार कारक (%)

विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2016–17 से वित्तीय वर्ष 2018–19 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत् स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	75.00
सतपुड़ा ताप विद्युत् स्टेशन सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	75.00
सतपुड़ा ताप विद्युत् स्टेशन संकुल		**830.00**	**75.00**
अमरकंटक ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**65.00**
अमरकंटक ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**85.00**
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 1	2 x 210	420.0	80.00
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन पीएच 2	2 x 210	420.0	80.00
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**80.00**
संजय गांधी ताप विद्युत् स्टेशन नवीन इकाई (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500.0**	**85.00**

39.3 दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् समस्त क्षमताओं के संबंध में क्रियाशील की गई ताप विद्युत् उत्पादक इकाईयों/केन्द्रों (स्टेशनों) हेतु निम्न मानदण्ड लागू होंगे–

(क) मानदण्डीय वार्षिक संयत्र उपलब्धता कारक : 85%

परन्तु कोयले की कमी को दृष्टिगत रखते हुये तथा निरंतर आधार पर कोयले की सुनिश्चित आपूर्ति की अनिश्चितता के कारण भी जैसा कि इसके बारे में विद्युत् उत्पादक केन्द्रों द्वारा अनुभव किया जा रहा है, स्थायी प्रभारों की वसूली के बारे में NAPAF का मान 83 प्रतिशत होगा जब तक कि इसका पुनरीक्षण न कर दिया जाये ।

(ख) मानदण्डीय वार्षिक संयत्र भार कारक : 85%

(ग) सकल स्टेशन ऊष्मा दर

(क) विद्यमान कोयला आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र जिनकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि 1.4.2012 को या तत्पश्चात् हो, 31.3.2016 तक (उन्हें छोडकर जिन्हें उपखण्ड 39.2 के अंतर्गत शामिल किया गया है) वित्तीय वर्ष 2012–13 से वित्तीय वर्ष 2015–16 के दौरान ऊष्मा दर मानदण्ड होंगे ।

नवीन ताप विद्युत् उत्पादक स्टेशन जो दिनांक 1.4.2016 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति करते हों :

(ख) कोयला आधारित ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्र = 1.045 x रूपांकित ऊष्मा दर (किलो केलोरी/प्रति किलोवाट ऑवर में)

जहां किसी इकाई की रूपांकित ऊष्मा दर से तात्पर्य है इकाई ऊष्मा दर जिसे सामग्री प्रदायकर्ता द्वारा शत प्रतिशत निरंतर गुणवत्ता श्रेणी शून्य प्रतिशत प्रतिपूर्ति, रूपांकित कोयला तथा रूपांकित शीतल जल तापमान/पृष्ठ दबाव जैसी परिस्थितियों हेतु प्रतिभूत किया गया है:

परन्तु रूपांकित ऊष्मा दर, निम्न दर्शाई गई अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दरों से इकाईयों की दबाव तथा तापमान गुणवत्ताओं पर निर्भर करेंगी, अधिक नहीं होंगी :

दबाव गुणवत्ता श्रेणी (किलोग्राम/वर्ग सेमी)	**150**	**170**	**170**	**247**
सुपर हीटर टेम्परेचर/रीहीटर टेम्परेचर (°C)	**535/535**	**537/537**	**537/565**	**537/565**
वाष्पयंत्र पोषित पंप का प्रकार	विद्युत चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित
अधिकतम टरबाईन चक्र ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवॉट ऑवर)	**1955**	**1950**	**1935**	**1850**
न्यूनतम वाष्पयंत्र दक्षता				

सब–बिटूमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86	0.85
बिटूमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89
अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)				
सब–बिटूमिनस भारतीय कोयला	2273	2267	2250	2151
बिटूमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2178

परन्तु यह और कि यदि किसी इकाई के दबाव तथा तापमान मानदण्ड उपरोक्त दर्शाई गई गुणवत्ता श्रेणी से भिन्न हों तो ऐसी दशा में निकटतम श्रेणी की अधिकतम रूपांकित इकाई की ऊष्मा दर ली जाएगी;

परन्तु यह और कि जहां इकाई ऊष्मा दर प्रत्याभूत नहीं की गई हो परन्तु टरबाईन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता उसी सामग्री प्रदायकर्ता अथवा भिन्न–भिन्न सामग्री प्रदायकर्ताओं द्वारा पृथक्–पृथक् प्रत्याभूत की गई हो तो ऐसी दशा में इकाई रूपांकित ऊष्मा दर की गणना प्रत्याभूत टरबाईन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता के प्रयोग द्वारा की जाएगी;

परन्तु यह भी कि यदि एक या इससे अधिक इकाईयां दिनांक 1.4.2016 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित की गई हों तो ऐसी दशा में उन इकाईयों हेतु तथा इनके साथ–साथ दिनांक 1.4.2016 को तथा इसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित ऊष्मा दर मानदण्ड जिनकी गणना उपरोक्त विधि द्वारा की जाएगी व इनमें से जो भी कम हो, मानी जाएगी।

टीप : ऐसी इकाईयों के संबंध में जहां वाष्पयंत्र पोषित पम्प विद्युत् चालित हों, उनमें अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर टरबाईन–चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प हेतु विनिर्दिष्ट की गई अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर से 40 किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर कम होगी ।

(घ) **आपेक्षिक ईधन तेल खपत**

कोयला आधारित विद्युत् उत्पादक स्टेशन : 0.50 मि.लीटर/किलोवाट ऑवर

(ङ) **सहायक ऊर्जा खपत**

स.क्र.	पावर स्टेशन	मय नैसर्गिक ड्राफ्ट शीतलीकरण के या शीतलीकरण टॉवर के बगैर भी
(1)	200/300 मेगावाट श्रृंखला	8.5%
(2)	500 मेगावाट तथा इससे अधिक	
	वाष्प चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	5.25%
	विद्युत् चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	7.75%
(3)	45 मेगावाट श्रृंखला	10%

परन्तु ड्राफ्ट उत्सर्जित शीतलीकरण टावरों वाले ताप विद्युत् उत्पादक हेतु मानदण्डों में आगे 0.5 प्रतिशत की अतिरिक्त वृद्धि की जाएगी:

परन्तु यह और कि निम्नानुसार दर्शाई गयी अतिरिक्त सहायक ऊर्जा खपत शुष्क शीतलन प्रणालियों से युक्त संयंत्रों हेतु अनुज्ञेय की जा सकेगी:

शुष्क शीतलन प्रणाली का प्रकार	सकल विद्युत् उत्पादन प्रतिशत के रूप में
प्रत्यक्ष शीतलन वायु शीतित संघनित्र, मय यांत्रिक कर्षण पंखे	1%
अप्रत्यक्ष शीतलन प्रणाली जिनमें जेट संघनित्र नियोजित किये जाते हों, मय दबाब प्रतिप्राप्ति टरबाईन तथा नैसर्गिक कर्षण टावर के	0.5%

40. ताप विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड

40.1 जल–विद्युत् ऊर्जा केन्द्रों हेतु प्रचालन के मापदण्ड निम्नानुसार होंगे, अर्थात् :

(1) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक

आयोग द्वारा जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक का अवधारण निम्न मापदण्डों के अनुसार किया जाएगा :

(एक) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर में अन्तर 8 प्रतिशत तक का हो, तथा जहां संयंत्र उपलब्धता गाद से प्रभावित न हो : 90 प्रतिशत

(दो) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर में अन्तर 8 प्रतिशत से अधिक का हो व जहां संयंत्र उपलब्धता गाद से प्रभावित न हो: माहवार शीर्ष क्षमता जैसा कि परियोजना प्राधिकारियों द्वारा इसे विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन में प्रदान किया गया हो, {केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित} 'NAPAF' के निर्धारण का आधार बनेगा ।

(तीन) जलाशय प्रकार के संयन्त्र, जहां संयन्त्र की उपलब्धता उल्लेखनीय रूप से गाद द्वारा प्रभावित होती है : 85%

(चार) नदी–बहाव प्रकार के संयंत्र : मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक का अवधारण दस–दिवस रूपांकन ऊर्जा आंकड़े पर आधारित संयंत्रवार किया जाएगा जिसे पूर्व के अनुभव के आधार पर, उसकी उपलब्धता/युक्तियुक्त होने की दशा में, संयत किया

जाएगा।

40.2 आयोग द्वारा मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अवधारण में अतिरिक्त रियायत प्रदान की जा सकेगी, उदाहरण के तौर पर, असामान्य गाद की समस्या अथवा अन्य प्रचालन शर्तें तथा संयंत्र की विदित परिसीमाएं।

40.3 उपरोक्त कण्डिकाओं के आधार पर, क्षमता प्रभारों की वसूली हेतु वर्तमान में प्रचालित किये जा रहे जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्रों के मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक निम्नानुसार होंगे :–

स्टेशन	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता (मेगावाट में)	मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक
गांधी सागर	संग्रहण	57.5	85%
पेंच	संग्रहण	106.7	85%
राजघाट	संग्रहण	22.5	85%
बरगी	संग्रहण	90.0	85%
बाणसागर संकुल (सिलपारा को छोड़कर)	संग्रहण	395.0	85%
सिलपारा	नदी बहाव आधारित मय जलाशय	30.0	90%
बिरसिंहपुर	संग्रहण	20.0	85%
मढ़ीखेड़ा	संग्रहण	60.0	85%

(2) सहायक ऊर्जा खपत :

(क) सतह पर स्थापित जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र स्टेशन जिनमें उत्पादक शाफ्ट पर रोटेटिंग एक्साईटर स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 0.7 प्रतिशत

(ख) सतह पर स्थापित जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र जिसमें स्थिर एक्साईटेशन प्रणाली स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 1 प्रतिशत

(ग) भूमिगत स्थापित जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र जिनमें उत्पादक शाफ्ट पर रोटेटिंग एक्साईटर स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 0.9 प्रतिशत

(घ) भूमिगत स्थापित जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र जिनमें स्थैतिक एक्साइटेशन प्रणाली स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 1.2 प्रतिशत

अध्याय – 8

अनुसूचीकरण लेखांकन तथा बिलिंग

41. प्रोत्साहन :

41.1 ताप विद्युत् उत्पादक की दशा में प्रोत्साहन 50 पैसे प्रति किलोवाट ऑवर की एक मुश्तदर पर एक्स बस अनुसूचित ऊर्जा हेतु, अनुसूचित विद्युत् उत्पादन से तत्संबंधी, एक्स बस ऊर्जा से अधिक मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक से तत्संबंधी देय होगा ।

41.2 जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों की दशा में प्रोत्साहन वसूल की गयी क्षमता (स्थाई) प्रभारों का भाग होगा । इस हेतु जल विद्युत् उत्पादक केन्द्रों को कोई प्रोत्साहन प्रदान नहीं किया जायेगा ।

42. अनुसूचीकरण :

किसी विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु अनुसूचीकरण बावत कार्यविधि आयोग द्वारा अनुमोदित ग्रिड संहिता (या फिर अन्य कोई संहिता या विनियम) में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए ।

43. मापयन्त्रण पद्धति और लेखांकन :

मापयन्त्रण व्यवस्थाएं, मय इनकी स्थापना, परीक्षण एवं प्रचालन व संधारण तथा ऊर्जा विनिमयन व 15 मिनट समयखण्ड संबंधी औसत आवृत्ति के लेखे–जोखे की आवश्यकता बाबत आंकड़ों के संग्रहण, परिवहन एवं उपचार की व्यवस्था राज्य पारेषण इकाई तथा राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा की जाएगी। समस्त संबंधित इकाईयां (जिनके परिसरों में विशेष ऊर्जा मापयन्त्र स्थापित हैं) राज्य पारेषण इकाई/राज्य भार प्रेषण केन्द्र से पूर्णरूपेण सहयोग करेंगी तथा साप्ताहिक मापयन्त्र वाचन हेतु राज्यभार प्रेषण केन्द्र को संप्रेषण में आवश्यक सहायता उपलब्ध करायेंगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र ऊर्जा संबंधी लेखे मासिक आधार पर तथा विचलन प्रभार संबंधी लेखे साप्ताहिक आधार पर जारी करेगा । विचलन प्रभार लेखांकन प्रक्रिया का नियंत्रण आयोग द्वारा जारी आदेशों के अन्तर्गत होगा।

44. प्रभारों की बिलिंग तथा भुगतान :

44.1 विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा इन विनियमों के अनुसार क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों हेतु देयक (बिल) मासिक आधार पर प्रस्तुत किये जाएंगे तथा हितग्राहियों द्वारा प्रयोज्य भुगतान सीधे विद्युत् उत्पादक कम्पनी को किये जाएंगे ।

44.2 किसी ताप–विद्युत् उत्पादक केन्द्र की दशा में, क्षमता प्रभारों का भुगतान विद्युत् उत्पादक केन्द्र के हितग्राहियों द्वारा किसी माह हेतु विद्युत् उत्पादक केन्द्र की स्थापित क्षमता में उनके प्रतिशत अंशदान के अनुसार (अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित करते हुए) परस्पर वितरित किया जाएगा। किसी जल–विद्युत् उत्पादक केन्द्र के प्रकरण में विक्रय–योग्य क्षमता (जिसका अवधारण उनके गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा के तत्संबंधी क्षमता को घटाने के पश्चात् किया जाएगा) विद्युत् उत्पादक केन्द्र के अंशदान के अनुपात में (अनावंटित क्षमता में किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर) हितग्राहियों द्वारा निम्न दर्शाई गई टीप 3 के अनुसार किया जाएगा।

टीप 1 : राज्य क्षेत्र के विद्युत् उत्पादक केन्द्रों की कुल क्षमता में प्रत्येक हितग्राही के अंशदान/आवंटन का अवधारण राज्य शासन द्वारा अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर किया जाएगा। ये अंशदान स्टेशन क्षमता के प्रतिशत के रूप में प्रयोज्य होंगे तथा किसी माह के दौरान स्थिर रहेंगे । किसी हितग्राही का कुल क्षमता अंशदान, उसका क्षमता अंशदान तथा अनावंटित भाग में से किये गये किसी आवंटन का योग होगा । राज्य शासन द्वारा अनावंटित ऊर्जा में से की गई किसी विशिष्ट आवंटन की अनुपस्थिति में, अनावंटित ऊर्जा को आवंटित क्षमता में आवंटित अंशदान के अनुपात के अनुरूप जोड़ दिया जाएगा ।

टीप 2 : हितग्राही उनके आवंटित स्थाई अंशदान के एक अंश को अन्य हितग्राहियों को समर्पित किया जाना प्रस्तावित कर सकेंगे । ऐसे प्रकरणों में, ऊर्जा के अन्तरण की तकनीकी व्यवहार्यता पर निर्भर तथा विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा अन्य राज्यों के साथ निष्पादित किए गए विशिष्ट अनुबंधों के आधार पर जो इस प्रकार के अन्तरण हेतु क्षेत्र के आन्तरिक/ बाह्य रूप से किए जाएंगे, हितग्राहियों के अंशदान प्रत्याशित रूप से राज्य शासन द्वारा किसी कलेण्डर माह के प्रारम्भ से पुनर्आवंटित किये जा सकेंगे । जब भी इस प्रकार के पुनर्आवंटन किये जाते हैं, तो हितग्राही जो अपने अंशदान को समर्पित करते हों, उन्हें समर्पित किये गये अंशदान हेतु क्षमता प्रभारों के भुगतान की बाध्यता नहीं होगी । उपरोक्तानुसार समर्पित की गई तथा पुनर्आवंटित की गई क्षमता की अवधि हेतु, क्षमता प्रभारों का भुगतान ऐसे राज्यों द्वारा किया जाएगा, जिसे/जिन्हें समर्पित क्षमता आवंटित की जाती है । उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनर्आवंटन की अवधि को छोड़कर, विद्युत् उत्पादक केन्द्र के हितग्राहियों द्वारा पूर्ण क्षमता प्रभारों का भुगतान अंशदान की आवंटित क्षमता के अनुसार जारी रखा जाएगा । समुचित प्राधिकारी द्वारा अग्रिम तौर पर इस प्रकार के पुनः आवंटन अथवा प्रत्यावर्तन के प्रभावशील होने के न्यूनतम तीन दिवस पूर्व ऐसे पुनः आवंटन तथा प्रत्यावर्तन को समस्त संबंधितों को सम्प्रेषित किया जाएगा ।

टीप 3 : FEHS = गृह राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा, को प्रतिशत के रूप में 13 प्रतिशत अथवा वास्तविक, इनमें से जो भी कम हो, माना जाएगा (यह एमपीपीजीसीएल के विद्युत् उत्पादक स्टेशनों हेतु लागू नहीं होगा) :

परन्तु ऐसी दशा में जहां किसी जल विद्युत् परियोजना का कार्यस्थल किसी विकासक (जो राज्य द्वारा नियंत्रित अथवा स्वामित्व वाली कम्पनी नहीं होगी) को बोली की द्विस्तरीय पारदर्शी प्रक्रिया द्वारा प्रदान किया जाता है वहां निःशुल्क ऊर्जा 13 प्रतिशत मानी जाएगी जिसमें विद्युत् की 100 यूनिटों से तत्संबंधी ऊर्जा भी सम्मिलित होगी जो परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को 10 वर्ष की अवधि हेतु विद्युत् उत्पादक केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रदान की जाएगी:

परन्तु यह और कि विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 10 वर्षो की अवधि हेतु परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को प्रति माह 100 यूनिट निःशुल्क विद्युत् से तत्संबंधी मात्रा के प्रावधान का विवरण भी प्रस्तुत किया जायेगा ।

45. छूट:

45.1 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा प्रस्तुत देयकों का भुगतान साखपत्र (लैटर ऑफ क्रेडिट) या राष्ट्रीय इलेक्ट्रानिक निधि अन्तरण/क्षेत्रीय लेन–देन सकल व्यवस्थापन के माध्यम से बिल प्रस्तुति के दो दिवस के भीतर किए जाने पर कम्पनी द्वारा 2 प्रतिशत की छूट प्रदान की जाएगी ।

45.2 विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा देयकों की प्रस्तुति के दो दिवस पश्चात् तथा 30 दिवस के भीतर, किये जाने पर कम्पनी द्वारा एक प्रतिशत की छूट प्रदान की जाएगी ।

46. विलंब भुगतान अधिभार:

ऐसी दशा में जहां इन विनियमों के अंतर्गत देय प्रभारों के किसी देयक के भुगतान देयक तिथि से 60 दिवस से अधिक अवधि का बिलंब किया जाता हो, वहां विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा 1.25 प्रतिशत प्रतिमाह की दर से बिलंब भुगतान अधिभार अधिरोपित किया जाएगा ।

अध्याय–9

विविध प्रावधान

47. स्वच्छ विकास क्रियाविधि के लाभों का बंटवारा :

अनुमोदित स्वच्छ विकास क्रियाविधि को कार्बन आकलन से प्राप्तियों का परस्पर बंटवारा निम्न विधि द्वारा किया जाएगा, अर्थात्–

(क) स्वच्छ विकास क्रियाविधि के कारण सकल प्राप्तियों की 100 प्रतिशत राशि परियोजना के विकासक द्वारा विद्युत् उत्पादक केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के प्रथम वर्ष में स्वयं के पास धारित की जाएगी ।

(ख) द्वितीय वर्ष में, हितग्राहियों का अंशदान 10 प्रतिशत होगा, जिसमें उत्तरोत्तर प्रतिवर्ष 10 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी, जिसे 50 प्रतिशत तक पहुंचाने के उपरान्त, प्राप्तियों को विद्युत् उत्पादक कम्पनी तथा हितग्राहियों के मध्य समान अनुपात में वितरित किया जाएगा ।

48. मानदण्डों से विचलन :

उत्पादक कम्पनी द्वारा विद्युत् के विक्रय हेतु विद्युत् दर (टैरिफ) का अवधारण इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से विचलन किये जाने पर निम्न शर्तों के अध्यधीन अवधारित किया जा सकेगा:

(क) परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अंतर्गत आवेदन की प्रस्तुति के समय समस्त कार्यप्रणाली के प्रस्तुतिकरण पर मय विद्युत् उत्पादक द्वारा अवधारणाएं प्रस्तुत करते समय विचलन के अंतर्गत मानदण्डों के आधार पर समतुल्य विद्युत–दर इन विनियमों के अंतर्गत निर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर गणना की गई समतुल्य विद्युत् दर से अधिक न होगी; और

(ख) कोई भी विचलन आयोग के अनुमोदन पश्चात् ही प्रभावशील होगा जिस हेतु विद्युत् उत्पादक कम्पनी को आवेदन प्रस्तुत करना होगा।

व्याख्या – उपरोक्त संदर्भित समतुल्य विद्युत–दर की गणना के प्रयोजन हेतु, छूट संबंधी कारक केन्द्रीय आयोग द्वारा समय–समय पर अधिसूचित किये गये अनुसार लागू होगी ।

49. आय पर कर :

विद्युत् उत्पादक कम्पनी के आय स्त्रोतों पर अधिरोपित कर की वसूली पृथक् रूप से हितग्राहियों से नहीं की जाएगी ।

50. विदेशी विनिमय दर परिवर्तन :

50.1 विद्युत् उत्पादक कंपनी निवेश विनिमय की अनावृत्ति को विद्युत् उत्पादक केन्द्र हेतु विदेशी मुद्रा में प्राप्त किये गये ऋण पर ब्याज तथा विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में समायोजन आंशिक अथवा पूर्ण रुप से जो विद्युत् उत्पादक कंपनी की स्वेच्छानुसार होगा, कर सकेगी।

50.2 जब कभी भी याचिकाकर्ता उसके द्वारा अनुमोदित समायोजन नीति के अंतर्गत किसी समायोजन संबंधी क्रिया को निष्पादित करता हो तो याचिकाकर्ता द्वारा संबद्ध हितग्राहियों को तीस दिवस के भीतर ऐसे समायोजन क्रिया संबंधी लेन–देन संबंधी निर्णय बावत अपनी विदेशी मुद्रा समायोजन क्रिया के बारे में अवगत कराया जाना चाहिये ।

50.3 प्रत्येक विद्युत् उत्पादक कंपनी, मानदण्डीय विदेशी ऋण से तत्संबंधी विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से संरक्षण की लागत की वसूली, सुसंगत वर्ष में, वर्ष–दर–वर्ष आधार पर, उक्त अवधि के दौरान जब कि यह व्यय के रुप में, उद्‌भूत होता हो, करेगी तथा इस प्रकार के विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से तत्संबंधी अतिरिक्त रुपयों के भुगतान के दायित्व को, समायोजन किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

50.4 उक्त सीमा, जहां तक विद्युत् उत्पादक कंपनी विदेशी विनिमय अनावृत्ति का समायोजन करने में असमर्थ हो, अतिरिक्त रुपयों में भुगतान के दायित्व हेतु ब्याज का भुगतान तथा ऋण की अदायगी जो मानदण्डीय विदेशी मुद्रा ऋण के सुसंगत वर्ष से तत्संबंधी हो, को अनुज्ञेय किया जाएगा बशर्ते यह विद्युत् उत्पादक कंपनी अथवा उसके सामग्री प्रदायकर्ता अथवा ठेकेदारों के कारण उद्‌भूत न हों।

50.5 प्रत्येक विद्युत् उत्पादक कंपनी समायोजन संबंधी लागत तथा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन को आय या व्यय के रुप में उक्त अवधि के दौरान, जब वह उद्‌भूत हो, वर्ष–दर–वर्ष आधार पर वसूल करेगी।

51. लागत समायोजन अथवा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन की वसूली :

विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा लागत के समायोजन या विदेशी विनिमय दर परिवर्तन की वसूली हितग्राहियों से प्रत्यक्ष रूप से आयोग को आवेदन प्रस्तुत किये बगैर की जा सकेगी;

परन्तु हितग्राहियों द्वारा विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा दावा की गयी राशियों के बारे में ली गयी आपत्तियों के बारे में, विद्युत् उत्पादक कंपनी आयोग के समक्ष अपना आवेदन आयोग के निर्णयार्थ प्रस्तुत कर सकेगी ।

52. आवेदन शुल्क, प्रकाशन व्यय तथा अन्य सांविधिक प्रभार :

हितग्राही द्वारा निम्न शुल्कों, प्रभारों तथा व्ययों का प्रत्यर्पण प्रत्यक्ष रूप से नीचे निर्दिष्ट की गयी विधि अनुसार किया जाएगा :

1. आवेदन दायर किये जाने संबंधी शुल्क तथा विद्युत्–दर (टैरिफ) के अनुमोदन हेतु आवेदन संबंधी सूचना के प्रकाशन बावत व्ययों की वसूली आयोग के विवेकानुसार, विद्युत् उत्पादक कंपनी द्वारा हितधारकों से प्रत्यक्ष रूप से की जा सकेगी ।

2 आयोग, किसी शुल्क अथवा व्ययों के प्रत्यर्पण बाबत अनुमति जैसा कि उसके द्वारा उचित समझा जाए, प्रभावित पक्षकारों की सुनवाई पश्चात् तथा लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् प्रदान कर सकेगा ।

3 आयोग द्वारा अवधारित किये गये राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों तथा पारेषण प्रभारों को व्यय माना जाएगा यदि वे उत्पादक स्टेशन द्वारा भुगतान योग्य हों ।

4 क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार, जैसा कि वे केन्द्रीय विद्युत् नियामक आयोग द्वारा अवधारित किये गये हों, को भी व्यय माना जाएगा, यदि वे विद्युत् उत्पादक स्टेशन द्वारा भुगतान योग्य हों ।

5 विद्युत् उत्पादक कम्पनी द्वारा विद्युत् केन्द्रों से राज्य सरकार को विद्युत् उत्पादन के प्रयोजन हेतु विद्युत् शुल्क, उपकर एवं जल प्रभार, यदि भुगतान योग्य हों, तो इन्हें आयोग द्वारा पृथक् से अनुज्ञेय किया जा सकेगा तथा इसका सत्यापन वास्तविक भुगतान के आधार पर किया जाएगा।

53. गैर–टैरिफ/अन्य आय :

53.1 ऐसी कोई आय, जो विद्युत् उत्पादक कंपनी के व्यवसाय के बारे में आनुषंगिक हो, जिसे विभिन्न स्त्रोतों से व्युत्पादित किया गया हो परन्तु जो परिसम्पत्तियों के निपटान, पूंजी निवेश, भाड़े से प्राप्त आय, रद्दीमाल जो अपूंजीकृत/बट्टे खाते में डाली गई परिसम्पत्तियों को छोड़कर हो, से प्राप्त आय, विज्ञापनों से प्राप्त आय, सामग्री प्रदायकों /ठेकेदारों को प्रदत्त अग्रिमों से प्राप्त आय, राखड़/ अस्वीकृत किये गये कोयले की बिक्री से प्राप्त आय तथा अन्य आय कोई आय जो विविध प्राप्तियों से संबद्ध हो परन्तु ऊर्जा के विक्रय से प्राप्त की गई आय को छोड़कर हो, तक ही सीमित न होंगी, गैर–टैरिफ/अन्य आय का घटक होगी।

53.2 विद्युत् उत्पादन के व्यापार से संबद्ध गैर–टैरिफ/अन्य आय की राशि को, जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए, विद्युत् उत्पादक कम्पनी के वार्षिक स्थाई प्रभार के अवधारण हेतु वार्षिक स्थाई लागत में से घटाया जाएगा:

परन्तु विद्युत् उत्पादक कंपनी गैर–टैरिफ आय के पूर्वानुमान के बारे में पूर्ण विवरण आयोग को ऐसे स्वरुप में प्रस्तुत करेगी जैसा कि आयोग द्वारा इसके संबंध में समय–समय पर मांग की जाए। गैर–टैरिफ का भी सत्यापन अंकेक्षित लेखों के आधार पर किया जाएगा।

54. **शिथिल करने संबंधी शक्ति :**

आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् इन विनियमों से संबंधित कतिपय प्रावधानों को स्व प्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर शिथिल कर सकेगा ।

55. **कठिनाईयों को दूर करने की शक्ति :**

यदि इन विनियमों के किसी उपबंध को कार्यान्वित करने में कोई कठनाई उद्भूत हो तो आयोग आदेश द्वारा, अधिनियम अथवा आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनियमों के उपबंधें से अन्असंगत ऐसे उपबंध कर सकेगा जो कि इन विनियमों के उद्देश्यों का कार्यान्वित करने में आने वाी कठिनाई को दूर करने के लिएआवश्यक प्रतीत हों।

56. **निरसन तथा व्यावृत्ति :**

56.1 विनियम अर्थात् "मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2012 {आरजी–26 (II), वर्ष 2012}" जो राजपत्र की अधिसूचना दिनांक 12.12..2012 द्वारा संशोधनों के साथ सहपठित है, जैसा कि वह इस विनियम की विषयवस्तु के साथ प्रयोज्य है, को एतद्द्वारा निरस्त किया जाता है।

56.2 इस विनियमों की कोई भी बात आयोग को ऐसे किसी आदेश को पारित करने हेतु अर्न्तनिहित शक्तियों को सीमित अथवा प्रभावित नहीं करेगी जो न्याय के उद्देश्य प्राप्त करने अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरूपयोग रोकने के उद्देश्य से आवश्यक हों ।

56.3 इन विनियमों में की कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूपता में मामलों में व्यवहार करने के लिये एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगा, जो यद्यपि इन विनियमों के प्रावधानों से भिन्न हो, लेकिन जिसे आयोग मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों के परिपेक्ष्य में और इसके कारणों को अभिलिखित करते हुए, आवश्यक या समीचीन समझता हो ।

56.4 इन विनियमों में की कोई भी बात स्पष्टतया या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के अधीन किसी ऐसे मामले में कार्यवाही करने से या शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगा, जिसके लिये कोई संहिता निर्मित नहीं की गई हो और आयोग इस तरह के मामलों में ऐसी कार्यवाही कर सकता है और ऐसी शक्तियों का प्रयोग या ऐसे कृत्यों का पालन कर सकेगा जिन्हें कि आयोग उचित समझे ।

मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग के आदेशानुसार

शैलेन्द्र सक्सेना, आयोग सचिव

परिशिष्ट–1

परियोजनाओं को पूर्ण किये जाने संबंधी कालावधि
(देखें विनियम 24)

1. परियोजना को पूर्ण किये जाने संबंधी कालावधि विद्युत उत्पादक कंपनी के संचालक मण्डल द्वारा अनुमोदित निवेश तिथि से इकाईयों अथवा इकाईयों के खण्ड की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के अनुसार मानी जाएगी।

2. समय–सीमा की अवधि माह में निम्न पैरा तथा तालिकाओं में दर्शाई गई है;

(अ) ताप विद्युत परियोजनाएँ– कोयला/लिग्नाईट पावर संयंत्र

इकाई का आकार 200/210/250/300/330 मेगावाट तथा 45 मेगावाट/125 मेगावाट सी.एफ.बी.सी. प्रौद्योगिकी

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 33 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 31 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

इकाई का आकार 250 मेगावाट सीएफबीसी प्रौद्योगिकी

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 36 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 34 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

इकाई का आकार 500/600 मेगावाट

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 44 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 42 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

इकाई का आकार 660/800 मेगावाट

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 52 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 50 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

संयुक्त चक्र ऊर्जा संयंत्र

गैस टरबाईन आकार 100 मेगावाट तक (आईएसओ रेटिंग)

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं के प्रथम खण्ड हेतु 26 माह। अनुवर्ती खण्डों हेतु 2 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 24 माह। अनुवर्ती खण्ड हेतु 2 माह के अंतराल से ।

गैस टरबाईन आकार 100 मेगावाट से अधिक (आईएसओ रेटिंग)

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं के प्रथम खण्ड हेतु 30 माह। अनुवर्ती खण्डों हेतु 4 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 28 माह। अनुवर्ती खण्ड हेतु 4 माह के अंतराल से ।

(ब) जल–विद्युत परियोजनाएं

3. जल विद्युत परियोजनाओं हेतु अर्हताकारी समय–सीमा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिनियम की धारा 8 के अंतर्गत जारी की गई मूल सम्मति के अनुरूप होगी।

परिशिष्ट–2

अवमूल्यन अनुसूची

सरल क्रमांक	परिसंपत्ति का विवरण	अवमूल्यन दर (उपादेय मूल्य = 10%) सरल रेखा विधि द्वारा
ए	संपूर्ण स्वामित्व के अंतर्गत भूमि	0.00%
बी	पट्टे के अंतर्गत भूमि	
(क)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
(ख)	स्थल की सफाई हेतु	3.34%
(ग)	जल–विद्युत् परियोजना के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि	3.34%
सी	नवीन क्रय की गई परिसंपत्तियां	
(क)	उत्पादक स्टेशनों पर संयंत्र तथा मशीनरी	
(i)	जल–विद्युत	5.28%
(ii)	वाष्प विद्युत् एनएचआरबी तथा वेस्ट हीट रिकवरी वाष्पयंत्र	5.28%
(iii)	डीजल, विद्युत् तथा गैस संयंत्र	5.28%
(ख)	कूलिंग टावर तथा परिचालित जल प्रणालियां	5.28%
(ग)	द्रव चालित कार्य जो निम्न द्रवप्रणालियों के भाग हैं	
(i)	बांध, स्पिलबे,वीयर, नहरें, लौहयुक्त, कांक्रीट फ्यूल तथा सायफन	5.28%
(ii)	लोहयुक्त कांक्रीट पाईपलाईनें तथा सर्ज टैंक, लौह पाईपलाईन, स्लूसगेट, इस्पातयुक्त सर्ज टैंक, द्रवचालित नियंत्रण वाल्व तथा द्रवचालित कार्य	5.28%
(घ)	भवन तथा सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय तथा शोरूम	3.34%
(ii)	ताप–ऊर्जा–विद्युत् उत्पादक संयंत्र युक्त	3.34%
(iii)	जल–विद्युत् उत्पादक संयंत्र से युक्त	3.34%
(iv)	अस्थाई निर्माण कार्य जैसे काष्ठ संरचनाएं	100%
(v)	कच्ची सड़कों के अतिरिक्त, अन्य सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(ड.)	ट्रांसफार्मर गुमटियां, उपकेन्द्र उपकरण तथा अन्य स्थाई यंत्र	
(i)	ट्रांसफार्मर, नींव सम्मिलित कर जिनकी क्षमता 100 केवीए से अधिक हो	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
(च)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सम्मिलित करते हुए	5.28%
(छ)	तड़ित चालक	
(i)	स्टेशन प्रकार	5.28%
(ii)	पोल प्रकार	5.28%
(iii)	सिन्क्रोनस कन्डेन्सर	5.28%
(ज)	बैटरियां	5.28%
(i)	भूमिगत केबल, संयुक्त बाक्स तथा विच्छेदित बाक्स सम्मिलित कर	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
(झ)	शिरोपरि तन्तुगथ, केबल टेका को सम्मिलित कर	
(i)	फेब्रिकेटेड स्टील पर तन्तुपथ, जो 66 केवी से अधिक की टर्मिनल वोल्टेज पर प्रचालित है	5.28%

(ii)	इस्पात टेका पर तन्तुपथ जो 13.2 केवी से अधिक तथा 66 केवी से कम वोल्टेज पर प्रचलित है	5.28%
(iii)	लौहयुक्त कांक्रीट टेका अथवा इस्पात युक्त टेका पर तन्तुपथ	5.28%
(iv)	उपचारित काष्ठ टेका पर तन्तुपथ	5.28%
	लाइनें	
(ञ)	मापयंत्र (मीटर)	5.28%
(त)	स्वचालित वाहन	9.50%
(थ)	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्थिर	5.28%
(ii)	वहनीय	9.50%
द (i)	कार्यालयीन फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
(ii)	कार्यालयीन उपकरण	6.33%
(iii)	आंतरिक वायरिंग तथा फर्निशिंग	6.33%
(iv)	पथ–प्रकाश की फिटिंग्स	5.28%
(घ)	किराये पर प्रदाय किये गये यंत्र	
(i)	मोटरों को छोड़कर	9.50%
(ii)	मोटरें	6.33%
(न)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च आवृत्ति संवाहक प्रणाली	6.33%
(ii)	दूरभाष लाइनें तथा दूरभाष	6.33%
(प)	संसूचना प्रौद्योगिकी उपकरण	15.00%
(फ)	ऐसी समस्त परिसंपत्तियां जो उपरोक्त के अंतर्गत सम्मिलित नहीं की गई हैं	5.28%

परिशिष्ट–3

कोयला आधारित विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु

प्रमाणित किया जाता है कि .....

[विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम) द्वारा मप्रविनिआ (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तें) विनियम 2015 के मुख्य प्रावधानों का अनुपालन किया जा चुका हैं ।

1. केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 के विनियम 3 (8) में निर्दिष्ट समस्त अभिलेख कार्यस्थल पर रखे गये है तथा वहां पर उपलब्ध हैं ।

2. केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation, 2010 के विनियम 5 के अनुसार समस्त अर्हताओं का परिपालन किया जा चुका है ।

3. इकाई परिचालन क्षमता केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation, 2010 के विनियमों 7(1), 7(2), 7(3) तथा 7(4) के अनुरुप होगी ।

4. वाष्प विद्युत् उत्पादक हेतु समस्त अर्हताओं का अनुपालन केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation, 2010 के विनियम 8 के अनुसार किया जा चुका है ।

5. वाष्प टरबाईन विद्युत् उत्पादक के बारे में समस्त अर्हताओं का अनुपालन केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation, 2010 के विनियमों 9(2), 9(4), 9(9), 9(15), 9(16), 9(18), के अनुसार किया जा चुका है ।

जल विद्युत् आधारित विद्युत् उत्पादक केन्द्रों हेतु

प्रमाणित किया जाता है कि .....

[विद्युत् उत्पादक केन्द्र का नाम] द्वारा मप्रविनिआ (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तें) विनियम 2015 के मुख्य प्रावधानों का अनुपालन किया जा चुका हैं ।

1. केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation, 2010 के विनियम 3 (8) में निर्दिष्ट समस्त अभिलेख कार्यस्थल पर रखे गये है तथा वहॉ पर उपलब्ध हैं ।

2. केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation 2010 के विनियमों 30(1), 30(2) तथा 30(3) के अनुसार समस्त अर्हताओं का परिपालन किया जा चुका है ।

3. इकाई परिचालन क्षमता केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation, 2010 के विनियमों 32(1), 32(3), 32(4), 32(6), तथा 32(8) के अनुसार होगी ।

4. द्रवचालित टरबाईन के बारे में केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण द्वारा प्रवर्तित विनियम यथा CEA Technical Standars for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulation 2010 की अर्हताओं का अनुपालन विनियमों 33 (6), 33 (7) तथा 33(8) के अनुसार किया जा चुका है ।

Bhopal, the 21st December, 2015

No. 2267-MPERC.2015- Whereas, the first control period of MPERC (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations 2005 (G-26 of 2005) expired on 31st March, 2009, the Commission notified revision (RG-26(I) of 2009) of these Regulations dated 30th April, 2009 on 08th May 2009 to specify the principles and methodologies for the second Multi Year Tariff control period from FY 2009-10 to FY 2011-12. Further, vide second amendment dated 24th February, 2012, the Commission extended the control period up to March, 2013. The Commission notified revision {RG-26(II) of 2012} of these Regulations on 12th December, 2012 to specify the principles and methodologies for the third Multi Year Tariff control period from FY 2013-14 to FY 2015-16. In order to specify the terms and conditions for determination of Generation tariff for the next control period from FY 2016-17 to FY 2018-19, it has become necessary to notify these Regulations;

Now therefore in exercise of the powers conferred by section 181(2) (zd) read with section 61 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) thereof and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission, hereby, makes the following Regulations:

CHAPTER - 1
PRELIMINARY

1. Short title and commencement:

1.1 These Regulations may be called the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2015 (RG-26 (III) of 2015).

1.2 These Regulations shall extend to the whole of the State of Madhya Pradesh.

1.3 These Regulations shall come in force with effect from 01.04.2016, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of three years i.e., upto 31.03.2019:

Provided that where a project or a part thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till that date, tariff in respect of such project or such part thereof for the period ending 31.3.2016 shall be determined in accordance with the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2012 as amended from time to time.

2. Scope and extent of application.

These Regulations shall apply in all cases of determination of generation tariff for a generating station or a unit thereof (other than those based on renewable sources of energy) under Section 62 of the Electricity Act, 2003 read with Section 86 of the Act for supply of electricity to a Distribution Licensee, but shall not apply for generating stations whose tariff has been discovered through tariff based competitive bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act, 2003.

3. Norms to be ceiling norms:

Norms specified in these regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company and the beneficiaries from agreeing to the improved norms of operation and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of Tariff.

4. Definitions and Interpretations:

4.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires-

(a) **'Act'** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(b) '**Additional Capitalisation**' means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudent check, in accordance with provisions of Regulation 20 of these Regulations;

(c) **'Auxiliary Energy Consumption' or 'AUX'** in relation to a period means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the generating station and the transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station:

Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station;

(d) '**Auditor**' means an auditor appointed by a generating company in accordance with the provisions of Sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956)], as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other law for the time being in force;

(e) **'Bank Rate'** means the base rate of interest as specified by the State Bank of India from time to time or any replacement thereof for the time being in effect plus 350 basis points;

(f) **'Beneficiary'** in relation to a generating station covered under clause (a) and (b) of sub-Section 1 of Section 86 of the Act, means a distribution licensee who is purchasing electricity generated at such a generating station through a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of fixed charges and by scheduling in accordance with the grid code:

Provided that where the distribution licensee is procuring power through a trading licensee, the arrangement should be secured through back to back Power Purchase Agreement and power sale agreement;

(g) **'Block'** in relation to a combined cycle thermal generating station means and includes combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine- generator and auxiliaries;

(h) **'Capital Cost'** means the capital cost as determined in accordance with Regulation **15** of these Regulations;

(i) **'Change In Law'** means occurrence of any of the following events:

(i) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law; or

(ii) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or

(iii) change in interpretation or application of any Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation or application; or

(iv) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or licence available or obtained for the project; or

(v) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station regulated under these Regulations.

(j) **'Commission'** means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission;

(k) **'Competitive Bidding'** means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;

(l) **'Cut-off Date'** means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of whole or part of the project, and in case the whole or part of the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut- off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation:

Provided that the cut-off date may be extended by the Commission if it is proved on the basis of documentary evidence that the capitalization could not be made within the cut-off date for reasons beyond the control of the project developer;

(m) **'Date of Commercial Operation' or 'COD'** The date of commercial operation of a generating station or unit or block thereof shall be determined as under:

(1) Date of commercial operation in case of a generating unit or block of the thermal generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after notice to the beneficiaries, if any, and in case of the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last generating unit or block of the generating station:

Provided that

(i) where the beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after seven days notice by the generating company to the beneficiaries and scheduling shall commence from 0000 hr after completion of the trial run:

(ii) the generating company shall certify to the effect that the generating station meets the key provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants and electric lines) Regulations, 2010 and Grid Code:

(iii) the certificate shall be signed by CMD/CEO/MD of the Company subsequent to its approval by the Board of Directors in the format enclosed (Appendix III) and a copy

of the certificate shall be submitted to the SLDC before declaration of COD;

(2) Date of commercial operation in relation to a generating unit of hydro generating station including pumped storage hydro generating station shall mean the date declared by the generating company from 00:00 hour after the scheduling process in accordance with the M.P. Electricity Grid code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run:

Provided that:

(i) where beneficiaries have been tied up for purchasing power from generating station, scheduling process for a generating unit of the generating station or demonstration of peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run shall commence after seven days notice by the generating company to the beneficiaries and scheduling shall commence from 0000 hr after completion of trial run:

(ii) the generating company shall certify to the effect that the generating station meets key provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants and electric lines) Regulations, 2010 and M.P. Electricity Grid code:

(iii) the certificate shall be signed by CMD/CEO/MD of the company subsequent to its approval by the Board of Directors in the format enclosed at **Appendix III** and a copy of the certificate shall be submitted to the SLDC before declaration of COD:

(iv) in case a hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, and it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating unit or the generating station as and when such reservoir/pond level is achieved:

(v) if a run-of-river hydro generating station or a generating unit thereof is declared

under commercial operation during lean inflows period when the water inflow is insufficient for such demonstration of peaking capability, it shall be mandatory for such hydro generating station or generating unit to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient water inflow is available.

(n) **'Day'** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hour;

(o) **'Declared Capacity' or 'DC'** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant Regulation;

(p) **'De-capitalisation'** for the purpose of the tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project corresponding to the removal/deletion of assets as admitted by the Commission;

(q) **'De-Commissioning'** means removal from service of a generating station or a unit thereof, after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or a combination of these factors;

(r) **'Design Energy'** means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

(s) **'Existing Project'** means a project which has been declared under commercial operation on a date prior to 1.4.2016;

(t) **'Expenditure Incurred'** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;

(u) **'Extended Life'** means the life of a generating station or unit thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case to case basis;

(v) **'Force Majeure'** for the purpose of these Regulations means the event or circumstance or combination of events or circumstances including those stated below which partly or fully prevents the generating company to complete the project within the time specified in the Investment Approval, and only if such events or circumstances are not within the control the generating company and could not have been avoided, had the generating company taken reasonable care or complied with prudent utility practices:

(a) Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or

(b) Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or

(c) Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India;

(w) **"Generating Company"** means any Company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person, which owns or operates or maintains a generating station;

(x) **'Generating Station'** means any station for generating electricity, including any building and plant with step-up transformer, switch-gear, switch yard, cables or other appurtenant equipment, if any, used for that purpose and the site thereof; a site intended to be used for a generating station, and any building used for housing the operating staff of a generating station, and where electricity is generated by water- power, includes penstocks, head and tail works, main and regulating reservoirs, dams and other hydraulic works, but does not in any case include any sub-station;

(y) **'Generating Unit'** in relation to a thermal generating station (other than combined cycle thermal generating station) means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine- generator and auxiliaries; and in relation to a hydro generating station means turbine- generator and its auxiliaries;

(z) **'Gross Calorific Value'** or **"GCV"** in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid

fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

(za) **'Gross Station Heat Rate' or 'GHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

(zb) **'Infirm Power'** means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station.

(zc) **'Installed Capacity' or 'IC'** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station reckoned at the generator terminals, as may be approved by the Commission from time to time;

(zd) **'Investment Approval'** means approval by the Board of the generating company or any other competent authority conveying administrative sanction for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project:

Provided that the date of Investment Approval shall reckon from the date of the resolution/minutes of the Board/approval by competent authority.

(ze) **'Kilowatt-Hour' or 'kWh'** means a unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;

(zf) **"Licensee"** means a person who has been granted licence under Section 14 of the Act;

(zg) **'Maximum Continuous Rating' or 'MCR'** in relation to a generating unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

(zh) **'New Project'** means the project achieving COD or anticipated to be achieving COD on or after 1.4.2016;

(zi) **'Normative Annual Plant Availability Factor' or 'NAPAF'** in relation to a generating station means the availability factor as specified in Regulation 39 and 40 of these Regulations for thermal generating station and hydro generating station respectively;

(zj) **'Operation and Maintenance Expenses'** or **'O&M expenses'** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, maintenance spares, consumables, insurance and overheads but excludes fuel expenses and water charges;

(zk) **'Original Project Cost'** means the capital expenditure incurred by the generating company within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted by the Commission;

(zl) **'Plant Availability Factor' or '(PAF)'** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during the period expressed as a percentage of the installed capacity in MW less the normative auxiliary energy consumption;

(zm) **'Plant Load Factor' or '(PLF)'** in relation to thermal generating station or unit for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} SGi / \{N \times IC \times (100-AUXn)\}\%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SGi = Scheduled Generation in MW for the i^{th} time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUXn = Normative Aux. Energy Consumption as a percentage of gross energy generation;

(zn) **'Project'** means a generating station and in case of a hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation and in case of thermal generating stations does not include mining if it is a pit head project and dedicated captive coal mine;

(zo) **'Prudence Check'** means scrutiny of reasonableness of capital expenditure incurred or proposed to be incurred, financing plan, use of efficient technology, cost and time over-run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the Commission shall look into whether the generating company has been careful in its judgments and decisions for executing the project or has been careful and vigilant in executing the project;

(zp) **'Pumped storage hydro generating station'** means a hydro station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

(zq) **'Run-of-River generating station'** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;

(zr) **'Run–of-River generating station with pondage'** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(zs) **'Scheduled Commercial Operation Date or SCOD'** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit or block thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement, whichever is earlier;

(zt) **'Scheduled Energy"** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station for a given time period;

(zu) **'Scheduled Generation'** at any time or for any period or time block means schedule of ex-bus generation in MW or MWh, given by the State Load Despatch Centre;

(zv) **'Start Date or Zero Date'** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

(zw) **'Storage type generating station'** means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

(zx) **'Thermal Generating Station'** means a generating station or a unit thereof that generates electricity using fossil fuels such as coal, , gas, liquid fuel or combination of these as its primary source of energy;

(zy) **'Trial Run' or 'Trial Operation'** Trial Run in relation to generating station or unit thereof shall mean the successful running of the generating station or unit thereof at maximum continuous rating or installed capacity for continuous period of 72 hours in case of unit of a thermal generating station or unit thereof and 12 hours in case of a unit of a hydro generating station or unit thereof:

Provided that where the beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after seven days notice by the generating company to the beneficiaries.

(zz) **'Useful life'** in relation to a unit of a generating station from the COD shall mean the following, namely

1	Coal based thermal generating station	25-years
2	Hydro generating station including pumped Storage hydro generating stations	35-years

Provided further that the extension of life of the projects beyond the completion of their useful life shall be decided by the Commission;

(zza) **'Year'** means a financial year.

The words and expressions used in these Regulations but not defined herein but defined in the Act or any other Regulation of the Commission shall have the meaning assigned to them under the Act or any other Regulation of the Commission.

CHAPTER – 2

PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

5. Tariff determination

5.1 Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or stage or generating unit or block of the generating station.

Provided that:

(i) where all the generating units of a stage of a generating station have been declared under commercial operation prior to 1.4.2016, the generating company shall file consolidated petition in respect of the entire generating station for the purpose of determination of tariff for the period 2016-17 to 2018-19:

(ii) in case of commercial operation of the generating station on or after 1.4.2016, the generating company shall file a consolidated petition combining all the units of the generating station or file appropriate petition for the generating units which are likely to be commissioned within four months from the date of application:

5.2 For the purpose of determination of tariff, the capital cost of a project may be broken up into stages, blocks, units, if required:

Provided that where break-up of the capital cost of the project for different stages or units or blocks is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the unit;

5.3 In case of multi-purpose hydro generation scheme with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the scheme only shall be considered for determination of tariff.

5.4 Where only a part of the generation capacity of a generating station is tied up for supplying power to the beneficiaries through long term power purchase agreement and the balance part of the generation capacity have not been tied up for supplying power to the beneficiaries, the tariff of the generating station shall be determined with reference to the capital cost of the entire project, but the tariff so determined shall be applicable corresponding to the capacity contracted for supply to the beneficiaries.

6. Principles for Tariff determination

6.1 The Commission, while specifying the terms and conditions for the determination of Tariff under these Regulations, is guided by the principles contained in Section 61 of the Electricity Act.

6.2 These Regulations intend to encourage generating company to operate on sound commercial principles. The return on equity allowable to generating company shall depend upon its performance relative to the benchmark levels of the operating parameters fixed by the Commission. Only prudent capital expenditure shall be considered for inclusion in the asset base.

6.3 The Multi-Year Tariff Principles adopted in these Regulations seek to promote competition, adoption of commercial principles, efficient working of the generating company and are based on the Central Electricity Regulatory Commission (CERC's) principles. The operating and cost parameters for the Tariff period have been prescribed after duly considering the past performance, performance of similarly placed Units, fuel, vintage of equipments, nature of operation and capability of achievement in view of past performance for many years. The allowable Tariffs shall be determined in accordance with these norms. The generating company is allowed to retain most of the savings as a reward for performance better than those prescribed in these Regulations. This is expected to incentivise the generating company for efficient performance and economical use of resources. The Beneficiaries shall also benefit from the efficient performance and economical use of resources by the generating company through lowering of Tariffs and improvement in availability and Plant Load Factor of generating stations.

6.4 The terms and conditions prescribed in these Regulations are only for conventional energy sources.

7. Procedure for making application for determination of tariff:

7.1. The generating company may make an application for determination of tariff for new generating stations alongwith all relevant documents and details to be filled up in the formats as per Appendix IV with these Regulations within four months from the scheduled date of commercial operation.

7.2. The Commission shall, at all times, have the authority, either suo-motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the Tariff, including terms and conditions thereof, of generating company and shall initiate the process of such determination in accordance with the procedure as may be specified:

Provided that the proceedings for such determination of tariff, including terms and conditions thereof, shall be in the same manner as set out in the Conduct of Business Regulations, as amended from time to time.

7.3. The generating company shall provide details, as part of the application to the Commission, in such formats, in hard and soft copy, as may be required by the Commission. The generating company shall necessarily provide details Unit-wise and Station wise as envisaged in the formats to enable the Commission to determine the Tariff, as required.

7.4. The generating company shall make an application as per these Regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the tariff period of the generating station:

The generating company is required to furnish all such additional information or particulars or documents as may be considered necessary for the purpose of processing the application:

Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted up to 31.3.2016 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period FY 2016-17 to FY2018-19:

Provided further that application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

7.5. Upon receipt of the complete application accompanied by all requisite information, particulars and documents in compliance with all the requirements, the application shall be deemed to have been received and the Commission or the Secretary or the Officer designated for the purpose by the Commission shall intimate to the generating company that the application is ready for publication, in such abridged form and manner, as may be specified by [Refer MPERC (Details to be furnished and fees payable by Licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulation 2004 (as amended from time to time)]. The generating company shall put all the details of the petition filed before the Commission on its website not later than seven working days of its acceptance by the Commission.

7.6. The generating company shall furnish to the Commission all such books and records or certified true copies thereof, including the Accounting Statements, operational and cost data, as may be required by the Commission for determination of Tariff.

7.7. The Commission may, if deemed necessary, make available to any person, at any time, such information as has been provided by the generating company to the Commission including abstracts of such books and records (or certified true copies thereof):

Provided that the Commission may, by order, direct that any information, documents and papers/materials maintained by the Commission, shall be confidential or privileged and shall not be available for inspection or supply of certified copies, and the Commission may also direct that such document, papers or materials shall not be used in any manner except as specifically authorised by the Commission.

7.8. If the petition is inadequate in any respect as required under these Regulations, the petition shall be returned to the generating company for resubmission of the same within one month after rectifying the deficiencies as may be pointed out by the staff of the Commission.

7.9. If the information furnished in the petition is in accordance with the Regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission shall consider the suggestions and objections, if any, received from the respondents within one month from the date of filing of the petition or any time period specified by the Commission and any other person including the consumers or consumer associations. The Commission shall issue the tariff order after hearing the petitioner, the respondents and any other person specifically permitted by the Commission.

7.10. In case of the new projects, the generating company may be allowed tariff by the Commission based on the projected capital expenditure from the scheduled COD in accordance with the provisions under these Regulations:

Provided that:

(i) The Commission may grant tariff up to 90% of the annual fixed cost of the project determined by the Commission after prudence check subject to adjustment as per Regulation 8.15 of these Regulations after the final tariff order is issued.

(ii) if the date of commercial operation is delayed beyond 180 days from the date of issue of tariff order in terms of Regulation 7.9 of these Regulations, the tariff ifgranted shall be deemed to have been withdrawn and the generating company shall be required to file a

fresh application for determination of tariff after the date of commercial operation of the project:

(iii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure exceeds the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company shall refund to the beneficiaries the excess tariff recovered corresponding to excess capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on 1st April of respective year:

(iv) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure falls short of the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company shall be entitled to recover from the beneficiaries the shortfall in tariff corresponding to reduction in capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 0.80 times of bank rate as prevalent on 1st April of respective year.

7.11. In case of the existing projects, the generating company may be allowed tariff on Commission based on the admitted capital cost as on 1.4.2016 and projected additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2016-17 to 2018-19 as per the provisions as these Regulations:

Provided that:

(i) the generating company shall continue to bill the beneficiaries at the tariff approved by the Commission and the same shall be applicable as on 31.3.2016 for the period starting from 1.4.2016 till approval of tariff by the Commission in accordance with these Regulations:

(ii) the difference between the billing done in accordance with proviso (i) above and the tariff determined in accordance with Regulation **5** of these regulations shall be recovered or refunded by the generating company with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective year, within six months from the date of tariff order issued by the Commission"

(iii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure submitted by the generating company, exceeds the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company shall refund to the beneficiaries the excess tariff

recovered corresponding to excess capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on 1st April of respective year within six months from the date of tariff order issued by the Commission:

(iv) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure submitted by the generating company, falls short of the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company shall be entitled to recover from the beneficiaries the shortfall in tariff corresponding to reduction in capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 0.80 times of bank rate as prevalent on April 1 of respective year within six months from the date of tariff order issued by the Commission:

8. Methodology for Determination of Tariff and Truing up

8.1 The Commission shall define Tariff period for the generating company from time to time. The principles for Tariff determination shall be applicable for the duration of the Tariff period. The principles that guide Tariff determination for the next Tariff period shall be valid for a period from 1st April, 2016 upto 31st March, 2019.

8.2 Tariff in respect of a generating company under these Regulations shall be determined Unit-wise or for a group of Units. However, when a new generating Unit is added after 1.4.2016, the Commission shall determine separate Tariff for such new Unit(s). The generating company shall submit separate calculations in respect of each generating station giving break- up for Units prior to 1.4.2016 and Units added thereafter.

8.3 For the purpose of Tariff, the capital cost of the Project shall be segregated into stages and by distinct Units forming part of the Project. Where the Stage-wise, Unit-wise break-up of the capital cost of the Project is not available and in case of on-going Projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the capacity of the Units. In relation to Multi-purpose Hydroelectric Projects with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to power component of the Project only shall be considered for determination of Tariff.

Explanation: "Project" includes a generation station.

8.4 A generating company shall file a petition at the beginning of the Tariff period. A review shall be undertaken by the Commission to scrutinize and true up the Tariff on the basis of the capital expenditure and additional capital expenditure actually incurred in the Year for which the true up is being requested. The generating company shall submit for the purpose of truing up, details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2016 to 31.3.2019, duly audited and certified by the auditors.

8.5 The Multi Year Tariff filing for existing generating stations in hard and soft copy shall be in the formats prescribed with these Regulations within 60 days of notification of these Regulations.

8.6 A Distribution Licensee owning and operating a generating station shall maintain and submit separate accounts of its generation business, licensed business, and other business.

8.7 The generating company shall carry out truing up of tariff of generating station based on the performance of following Controllable parameters:

Controllable Parameters:

(i) Station Heat Rate;
(ii) Secondary Fuel Oil Consumption; and
(iii) Auxiliary Energy Consumption;

8.8 The Commission shall carry out truing up of tariff of generating station based on the performance of following Uncontrollable parameters:

(i) Force Majeure;
(ii) Change in Law; and
(iii) Primary Fuel Cost.

8.9 The financial gains by a generating company on account of controllable parameters shall be shared between generating company and the beneficiaries on monthly basis with annual reconciliation. The financial gains computed as per following formulae in case of generating station on account of operational parameters as shown in Clause 8.7 (i) to (iii) of this Regulation shall be shared in the ratio of 2:1 between generating company and beneficiaries:

Net Gain = (ECRN– ECRA) x Scheduled Generation

Where,

ECRN – Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

ECRA – Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual SHR, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month:

Provided that in case of hydro generating station, if the scheduled generation is more than saleable design energy, then the saleable design energy shall be considered in place of scheduled generation.

8.10 The financial gains and losses by a generating company on account of uncontrollable parameters shall be passed on to beneficiaries of the generating company.

8.11 The generating company shall make an application, in hard and soft copy in the same formats specified under these Regulations for carrying out truing up exercise for each year in respect of the generating station or a unit or block thereof by 15th November each year.

8.12 The generating company shall submit for the purpose of truing up, details of actual capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2016 to 31.3.2019, duly audited and certified by the auditor.

8.13 Where after the truing up, the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall refund to the beneficiaries the excess amount so recovered as specified in the Clause 8.15 of this Regulation.

8.14 Where after the truing up, the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall recover from the beneficiaries the under-recovered amount as specified in the Clause 8.15 of this Regulation.

8.15 The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the generating company within six months from the date of the tariff order issued by the Commission.

9. Submission of Annual Accounts, Reports etc.

9.1 The generating company shall submit annual accounts and such other information in a form as may be specified by the Commission. In addition to the submission of annual accounts, the generating company shall be required to comply with the information requirements of various Regulations and Codes notified by the Commission from time to time.

9.2 In the absence of submission of the required information by the generating company, the Commission may initiate Suo-motu proceedings.

10. Periodicity of Tariff determination

10.1 No Tariff or part of any Tariff may ordinarily be amended, more frequently than once in any financial Year, except in respect of any changes expressly permitted under the terms of these Regulations. The Commission may, after satisfying itself for reasons to be recorded in writing, allow for other revision of Tariff.

10.2 Subject to the other provisions of these Regulations, the expenses allowed to be recovered for any year, shall be subject to adjustments in any tariff to be determined for the subsequent period if the Commission is satisfied that such adjustment for the excess amount or shortfall in the amount actually realized or expenses incurred is necessary and the same is not on account of any reason attributable and within the control of the generating company.

11. Hearings

The procedure of hearing on the Tariff application shall be as specified in MPERC (Details to be furnished and fees payable by generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations 2004, as amended from time to time.

12. Orders of the Commission

12.1 The Commission, after the petition has been filed, may require the generating company to furnish any further information, particulars, documents, public records etc as the Commission may consider appropriate to enable the Commission to check and review the petitioner's calculations, assumptions and assertions.

12.2 After receipt of information or otherwise, the Commission may make appropriate orders in accordance with the provisions of the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Details to be furnished and fees payable by generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 as amended from time to time.

13. Charging of Tariff other than approved

Any generating company found to be charging a Tariff different from the one approved by the Commission from the Beneficiaries, shall be deemed to have not complied with the directions of the Commission and shall be liable to be proceeded against under Section 142 of the Act without prejudice to any other liability incurred by the generating company under any other provisions of the Act. In case the amount recovered exceeds the amount allowed by the Commission, the excess amount so recovered shall be refunded to the Beneficiaries who have paid such excess charges, along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective year, besides any other penalty that may be imposed by the Commission.

14. Annual review of the Generating Company

14.1 The generating company shall submit periodic returns as may be specified, containing operational and cost data to enable the Commission to monitor the implementation of its order.

14.2 The generating company shall submit to the Commission annual statements of its performance and accounts including latest report of audited accounts.

CHAPTER - 3

COMPUTATION OF CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE

15. Capital Cost:

15.1 The Capital cost as determined by the Commission after prudence check in accordance with this Regulation shall form the basis of determination of tariff for existing and new projects.

15.2 The Capital Cost of a new project shall include the following:

(a) the expenditure incurred or projected to be incurred up to the date of commercial operation of the project;

(b) Interest during construction and financing charges, on the loans (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed;

Any gain or loss on account of foreign exchange risk variation pertaining to the loan amount availed during the construction period shall form part of the capital cost.

(c) Increase in cost in contract packages as approved by the Commission;

(d) Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with Regulation **17** of these Regulations;

(e) capitalised Initial spares subject to the ceiling rates specified in Regulation **19** of these Regulations;

(f) expenditure on account of additional capitalization and de-capitalisation determined in accordance with Regulation **20** of these Regulations; and

(g) adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to the COD as specified under Regulation **24** of these Regulations;

15.3 The Capital cost of an existing project shall include the following:

(a) the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2016 duly trued up by excluding liability, if any, as on 1.4.2016;

(b) additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with Regulation **20**; and

(c) expenditure on account of renovation and modernization as admitted by the

Commission in accordance with Regulation **21**.

15.4 The capital cost in case of existing/new hydro generating station shall also include:

(a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and

(b) cost of the developer's 10% contribution towards Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) project in the affected area.

15.5 The capital cost with respect to thermal generating station, incurred or projected to be incurred on account of the Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India will be considered by the Commission on case to case basis and shall include:

a) cost of plan proposed by developer in conformity with norms of PAT Scheme; and

b) sharing of the benefits accrued on account of PAT Scheme.

15.6 The following shall be excluded or removed from the capital cost of the existing and new projects:

(a) The assets forming part of the project, but not in use;

(b) De-capitalisation of Asset;

(c) In case of hydro generating station any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State government by following a two stage transparent process of bidding; and

(d) the proportionate cost of land which is being used for generating power from generating station based on renewable energy:

Provided that any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project which does not carry any liability of repayment shall be excluded from the Capital Cost for the purpose of computation of interest on loan, return on equity and depreciation;

16. Check of Capital Expenditure:

The following principles shall be adopted check the capital cost of the existing or new projects:

16.1 In case of the thermal generating station, prudence check of capital cost may be carried out taking into consideration the benchmark norms specified/to be specified by the Central Commission from time to time:

Provided that in cases where benchmark norms have not been specified by the Central Commission, prudence check may include scrutiny of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction for its reasonableness, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, competitive bidding for procurement and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:

Provided further that in cases where benchmark norms have been specified by the Central Commission, the generating company shall submit the reasons for exceeding the capital cost from benchmark norms to the satisfaction of the Commission for allowing cost above benchmark norms.

16.2 The Commission may issue new guidelines or revise the existing guidelines for vetting of capital cost of hydro-electric projects by an independent agency or an expert and in that event the capital cost as vetted by such agency or expert may be considered by the Commission while determining the tariff for the hydro generating station.

16.3 The Commission may adopt the new guidelines or revised guidelines issued by the Central Commission for scrutiny and approval of commissioning schedule of the hydro-electric projects in accordance with the tariff policy issued by the Central Government under section 3 of the Act from time to time which shall be considered for prudence check.

16.4 Where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for ceiling of actual capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff for prudence check of capital cost.

17. Interest during construction (IDC), Incidental Expenditure during Construction (IEDC)

(A) Interest during Construction (IDC):

17.1 Interest during construction shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the prudent phasing of funds upto SCOD.

17.2 In case of additional costs on account of IDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation **18** of these Regulations, IDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that only IDC on actual loan may be allowed beyond the SCOD to the extent, the delay is found beyond the control of generating company after due prudence and taking into account prudent phasing of funds.

(B) Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

17.3 Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses upto SCOD:

Provided that any revenue earned during construction period up to SCOD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts may be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

17.4 In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including the details of incidental expenditure during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation **18**, IEDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that where the delay is attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the generating company, the liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be taken into account for computation of capital cost.

17.5 In case the time over-run beyond SCOD is not admissible after due prudence, the increase of capital cost on account of cost variation corresponding to the period of time over run may be excluded from capitalization irrespective of price variation provisions in the contracts with supplier or contractor of the generating company.

18. Controllable and Uncontrollable factors:

The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors leading to cost escalation impacting Contract Prices, IDC and IEDC of the project :

18.1 The "controllable factors" shall include but shall not be limited to the following:

(a) Variations in capital expenditure on account of time and/or cost over- runs on account of land acquisition issues;

(b) Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or force majeure events; and

(c) Delay in execution of the project on account of contractor, supplier or agency of the generating company.

18.2 The "uncontrollable factors" shall include but shall not be limited to the following:

(i) Force Majeure events.; and

(ii) Change in law.

Provided that no additional impact of time overrun or cost over-run shall be allowed on account of non-commissioning of the generating station or associated transmission system by SCOD, as the same should be recovered through implementation Agreement between the generating company and the transmission licensee:

Provided further that if the generating station is not commissioned on the SCOD of the associated transmission system, the generating company shall bear the IDC and IEDC or transmission charges if the transmission system is declared under commercial operation in accordance with second proviso of Regulation 4.1 (m) of these Regulations till the generating station is commissioned. Such IDC and IEDC or transmission charges if any, paid by the generating company under aforesaid circumstances shall not be allowed in the capital cost of the generating station

Provided also that if the transmission system is not commissioned on SCOD of the generating station, the transmission licensee shall arrange the evacuation from the generating station at its own arrangement and cost till the associated transmission system is commissioned.

19. Initial Spares:

Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost upto cut-off date, subject to following ceiling norms:

(a)	Coal-based thermal generating stations	-	4.0%
(b)	Hydro generating stations	-	4.0%

Provided that:

(i) where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost by the Central Commission, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified above:

(ii) where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipments shall be as per the ceiling norms specified for transmission system in Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission Regulations,2015 :

(iii) for the purpose of computing the cost of initial spares, plant and machinery cost shall be considered as project cost as on cut-off date excluding Interest during Construction, Incidental Expenditure During Construction, Land Cost and cost of civil works.

20. Additional Capitalisation and De-capitalisation:

20.1 The capital expenditure in respect of the new project or an existing project incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(i) Un-discharged liabilities recognized to be payable at a future date;

(ii) Works deferred for execution;

(iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 19;

(iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court of law; and

(v) Change in law or compliance of any existing law:

Provided that the details of works asset wise/work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and the works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

20.2 The capital expenditure incurred or to be incurred in respect of the new project on the following counts within the original scope of work after the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(i) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court of law;
(ii) Change in law or compliance of any existing law:;
(iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work; and
(iv) Any liability for works executed prior to the cut-off date, after prudence check of the details of such un-discharged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc.

20.3 The capital expenditure, in respect of existing generating station incurred or projected to be incurred on the following counts after the cut-off date, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court of law;
(b) Change in law or compliance of any existing law;
(c) Any expenses to be incurred on account of need for higher security and safety of the plant as advised or directed by appropriate Government Agencies of statutory authorities responsible for national security/internal security;
(d) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;
(e) Any liability for works executed prior to the cut-off date, after prudence check of the details of such un-discharged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc.;
(f) Any liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;

(g) Any additional capital expenditure which has become necessary for efficient operation of generating station other than coal based stations, the claim shall be substantiated with the technical justification duly supported by the documentary evidence like test results carried out by an independent agency in case of deterioration of assets, report of an independent agency in case of damage caused by natural calamities, obsolescence of technology, up-gradation of capacity for the technical reason such as increase in fault level;

(h) In case of hydro generating stations, any expenditure which has become necessary on account of damage caused by natural calamities (but not due to flooding of power house attributable to the negligence of the generating company) and due to geological reasons after adjusting the proceeds from any insurance scheme, and expenditure incurred due to any additional work which has become necessary for successful and efficient plant operation;

(i) Any capital expenditure found justified after prudence check necessitated on account of modifications required or done in fuel receiving system arising due to non-materialisation of coal supply corresponding to full coal linkage in respect of thermal generating station as result of circumstances not within the control of the generating station:

Provided that any expenditure on acquiring the minor items or the assets including tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, computers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets etc. brought after the cut-off date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff w.e.f. 1.4.2016:

Provided further that any capital expenditure other than that of the nature specified above in (a) to (d) in case of coal based station shall be met out of Compensation Allowance:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M), repairs and maintenance under (O&M) expenses and Compensation Allowance, same expenditure cannot be claimed under this Regulation.

20.4 In case of de-capitalisation of assets of a generating company the original cost of such asset as on the date of de- capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding

loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

21. Renovation and Modernisation:

21.1 The generating company, for meeting the expenditure on renovation and modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the originally recognised useful life for the purpose of tariff of the generating station or a unit thereof shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the generating company.

21.2 Where the generating company makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

21.3 Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of renovation and modernization expenditure and life extension, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the original project cost, shall form the basis for determination of tariff.

22. Special Allowance for Coal-based Thermal Generating station:

22.1 In case of coal-based thermal generating station, the generating company, instead of availing R&M may opt to avail a "special allowance" in accordance with the norms specified in this Regulation, as compensation for meeting the requirement of expenses including renovation and modernisation beyond the useful life of the generating station or a unit thereof, and in such an event, revision of the capital cost shall not be allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided that such option shall not be available for a generating station or unit for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these Regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms.

22.2 The Special Allowance shall be @ Rs. 7.5 lakh/MW/year for the year 2016-17 and thereafter escalated @ 6.35% every year during the balance period, unit- wise from the next financial year from the respective date of the completion of useful life with reference to the date of commercial operation of the respective unit of generating station:

Provided that in respect of a unit, which will opt for Special Allowance during the tariff period 2016-17 to 2018-19 and in commercial operation for more than 25 years as on 1.4.2016, this allowance shall be admissible from FY 2016-17:

Provided further that the special allowance for the generating stations, which, in its discretion, has already availed of a "special allowance" in accordance with the norms specified in clause (18.5) of Madhya Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination Generation Tariff) Regulations, 2012, shall be allowed Special Allowance by escalating the special allowance allowed for the year 2015-16 @ 6.35% every year during the tariff period 2016-17 to 2018-19.

22.3 In the event of granting special allowance by the Commission, the expenditure incurred or utilized from special allowance shall be maintained separately by the generating station and details of same shall be made available to the Commission as and when directed to furnish details of such expenditure.

23. Compensation Allowance:

23.1 In case of coal-based thermal generating station or a unit thereof, a separate compensation allowance shall be admissible to meet expenses on new assets of capital nature which are not admissible under Regulation 20 of these Regulations, and in such an event, revision of the capital cost shall not be allowed on account of compensation allowance but the compensation allowance shall be allowed to be recovered separately.

23.2 The Compensation Allowance shall be allowed in the following manner from the year following the year of completion of 10, 15, or 20 years of useful life:

Year of Operation	Compensation Allowance (Rs lakh/MW/year)
0 – 10	Nil
11 – 15	0.20
16 – 20	0.50
21 – 25	1.00

24. Sale of Infirm Power:

Supply of infirm power shall be accounted as deviation and shall be paid for from the regional / state deviation settlement fund accounts in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof:

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

25. Debt-Equity Ratio:

25.1 For a project declared under commercial operation on or after 1.4.2016, the debt-equity ratio would be considered as 70:30 as on COD. If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that:

a. where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, actual equity shall be considered for determination of tariff:

b. the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:

c. any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt : equity ratio.

Explanation.-The premium, if any, raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station.

25.2 The generating company shall submit the resolution of the Board of the company regarding infusion of fund from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station.

25.3 In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2016, debt- equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2016 shall be considered.

25.4 In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2016, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2016, the Commission shall approve the debt : equity ratio based on actual information provided by the generating company.

25.5 Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2016 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in clause 25.1 of this Regulation.

CHAPTER - 4

TARIFF STRUCTURE

26. Components of Tariff:

26.1 The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components as specified in Regulation **27** of these Regulations) and energy charge (for recovery of primary and secondary fuel cost).

26.2 The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in Regulation **37** of these Regulations, for recovery of annual fixed cost referred to in Regulation **27** through the two charges.

27. Capacity Charges:

The Capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed cost. The annual fixed cost (AFC) of a generating station shall consist of the following components:

(a) Return on equity;
(b) Interest on loan capital;
(c) Depreciation;
(d) Interest on working capital;
(e) Operation and maintenance expenses:

Provided that special allowance in lieu of R&M where opted in accordance to Regulation 22 or separate compensation allowance in accordance with Regulation 23, wherever applicable shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

28. Energy Charges:

Energy charges shall be derived on the basis of the Landed Fuel Cost (LFC) of a generating station (excluding hydro) and shall consist of the following cost:

(a) Landed Fuel Cost of primary fuel; and

(b) Cost of secondary fuel oil consumption:

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall have to be adjusted in fuel cost.

29. Landed Fuel Cost for Tariff Determination:

The landed fuel cost of primary fuel and secondary fuel for tariff determination shall be based on actual weighted average cost of primary fuel and secondary fuel of the three preceding months, and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price of primary fuel and secondary fuel for the generating station, before the start of the tariff period for existing stations and immediately preceding three months in case of new generating stations shall be taken into account.

CHAPTER – 5

COMPUTATION OF ANNUAL FIXED COST

30. Return on Equity:

30.1 Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with Regulation **25**.

30.2 Return on equity shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating stations and hydro generating stations:

Provided that:

(a) in case of projects commissioned on or after 1st April, 2016, an additional return of 0.5 % shall be allowed, if such projects are completed within the timeline specified in

Appendix-I:

(b) the additional return of 0.5% shall not be admissible if the project is not completed within the timeline specified above for reasons whatsoever:

(c) the rate of return of a new project shall be reduced by 1% for such period as may be decided by the Commission, if the generating station is found to be declared under commercial operation without commissioning of any of the Restricted Governor Mode Operation (RGMO)/ Free Governor Mode Operation (FGMO):

(d) as and when any of the above requirements are found lacking in a generating station based on the report submitted by the respective SLDC/RLDC, ROE shall be reduced by 1% for the period for which the deficiency continues:

31. Tax on Return on Equity:

31.1 The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation **30** shall be grossed up with the effective tax

rate of the respective financial year. For this purpose, the effective tax rate shall be considered on the basis of actual tax paid in the respective financial year in line with the provisions of the relevant Finance Acts by the concerned generating company. The actual income tax on other income stream including deferred tax i.e., income of non generation business shall not be considered for the calculation of "effective tax rate".

31.2 Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

Where "t" is the effective tax rate in accordance with Clause 31.1 of this Regulation and shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the company on pro-rata basis by excluding the income of non-generation business and the corresponding tax thereon. In case of generating company paying Minimum Alternate Tax (MAT), "t"shall be considered as MAT rate including surcharge and cess. For example :- In case of the generating company paying

(i) Minimum Alternate Tax (MAT) @ 20.96% including surcharge and cess:

Rate of return on equity = 15.50/(1-0.2096) = 19.610%

(ii) In case of generating company paying normal corporate tax including surcharge and cess:

(a) Estimated Gross Income from generation business for FY2016-17 is Rs 1000 crore.
(b) Estimated Advance Tax for the year on above is Rs 240 crore.
(c) Effective Tax Rate for the year 2016-17 = Rs 240 Crore/ Rs 1000 Crore =24%
(d) Rate of return on equity = 15.50/ (1-0.24) = 20.395%

31.3 The actual tax paid together with any additional tax demand including interest thereon, duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period 2016-17 to 2018-19 on actual gross income of any financial year shall be

trued-up every year. However, penalty, if any, arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be claimed by the generating company . Any under-recovery or over-recovery of grossed up rate on return on equity after truing up, shall be allowed to be recovered or refunded to beneficiaries on year to year basis.

32. Interest on Loan Capital:

32.1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation **25** shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

32.2 The normative loan outstanding as on 1.4.2016 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2016 from the gross normative loan.

32.3 The repayment for each of the year of the tariff period 2016-19 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the corresponding year/period. In case of de- capitalization of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a pro rata basis and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered upto the date of de-capitalisation of such asset.

32.4 Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the depreciation allowed for the year or part of the year.

32.5 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio after providing appropriate accounting adjustment for interest capitalized:

Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided further that if the generating station does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered.

32.6 The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.

32.7 The generating company shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company in the ratio of 2:1.

32.8 The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

32.9 In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2004, as amended from time to time.

Provided that the beneficiaries shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

33. Depreciation:

33.1 Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or unit thereof. In case of the tariff of all the units of a generating station for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station taking into consideration the depreciation of individual units.

Provided that effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the units of the generating station for which single tariff needs to

be determined.

33.2 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple units of a generating station, weighted average life for the generating station shall be applied. Depreciation shall be chargeable from the first year at the commercial operation.

33.3 The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that in case of hydro generating station, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for development of the Plant:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciated value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff:

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station or generating unit shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life.

Provided that the salvage value for IT equipment and softwares shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable.

33.4 Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

33.5 Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates specified in **Appendix-II** to these Regulations for the assets of the generating station:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the station shall be spread over the balance useful life of the assets.

33.6 In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2016 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2016 from the gross depreciable value of the assets.

33.7 The rate of Depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in **Appendix-II** till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that the maximum depreciation does not exceed 90%.

33.8 Depreciation shall be chargeable from the first Year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the Year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

33.9 The generating company shall submit the details of proposed capital expenditure during the fag end of the project (five years before the useful life) along with justification and proposed life extension. The Commission based on prudence check of such submissions shall approve the depreciation on capital expenditure during the fag end of the project.

33.10 In case of de-capitalization of assets in respect of generating station or unit thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the de-capitalized asset during its useful services.

34. Interest on Working Capital :

34.1 The working capital shall cover:

(1) Coal-based thermal generating stations

(a) Cost of coal towards stock, if applicable, for 15 days for pit-head generating stations and 30 days for non-pit-head generating stations for

generation corresponding to the normative annual plant availability factor or the maximum coal stock storage capacity whichever is lower;

(b) Cost of coal for 30 days for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(c) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;

(d) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in Regulation **35**;

(e) Receivables equivalent to two months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor; and

(f) Operation and maintenance expenses for one month.

(B) Hydro generating station, the working capital shall include:

(a) Receivables equivalent to two months of fixed cost;
(b) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation **35**; and
(c) Operation and maintenance expenses for one month.

34.2 The cost of fuel shall be based on the landed cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating company and gross calorific value of the fuel as per actual for the three months preceding the first month for which tariff is to be determined and no fuel price escalation shall be provided during the tariff period.

34.3 Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered as the bank rate as on 1.4.2016 or as on 1st April of the year during the tariff period 2016-17 to 2018-19 in which the generating station or a unit thereof , is declared under commercial operation, whichever is later.

34.4 Interest on working capital shall be payable on normative basis

notwithstanding that the generating company has not taken loan for working capital from any outside agency.

35. Operation and Maintenance Expenses:

35.1 Operation and Maintenance Expenses for thermal and hydro power stations for the Tariff period shall be determined based on normative O&M expenses specified by the Commission in these Regulations. The normative operation and maintenance expenses for the thermal generating stations are specified separately for the thermal power stations commissioned on or before 31.03.2012 and the power stations commissioned on or after 01.04.2012. The normative operation and maintenance expenses are also specified separately for the existing and new projects.

35.2 The cost components for employee expenses, repair & maintenance expenses and administrative and general expenses are considered as per Regulations 35.7 to 35.8 and 35.10 to 35.11 of these Regulations. The Operation and Maintenance expenses including employee expenses, repair and maintenance expenses, and administrative and general expenses, for the power stations commissioned prior to 01.04.2012 are derived by considering the average of these expenditures for past four years (i.e. FY2010-11 to FY2013-14) as per Annual Audited Accounts. The average expenditure of the aforesaid four years is considered as base opening figure for FY 2012-13. Thereafter, the figures of O&M expenditure are derived upto FY 2015-16 by applying the annual escalation rate specified for the relevant year in the applicable Regulations.

35.3 The O&M expenses for the subsequent years shall be determined by escalating the expenses of the base year i.e. FY 2015-16, as determined above with the escalation factor @ 6.30% and @ 6.64% for thermal power stations and hydro power stations respectively as considered by the Central Commission in its Tariff Regulations, 2014 for the respective financial years to arrive at permissible O&M expenses for each year of the Control Period..

Provided that in case, the generating stations which have come in operation on or after 01.04.2012, the O&M expenses shall be as specified at Regulation 35.8 for New generating stations.

35.4 In respect of M.P. Power Generating Company Ltd., the employee expenses considered in the above Operation and Maintenance expenses are excluding the pension and other terminal benefits. The funding of pension and other terminal benefit in respect of personnel including existing pensioner's of the Board and the pensioner's of M.P. Power Generating Company Ltd. shall be allowed in accordance with MPERC (Terms and Conditions for allowing pension and terminal benefits liabilities of personal of the board and successor entities) Regulation's, 2012 (G-38 of 2012).

35.5 Increase in O&M charges on account of war, insurgency or changes in laws, or like eventualities where the Commission is of the opinion that an increase in O&M charges is justified, may be considered by the Commission for a specified period.

35.6 Any saving achieved by a generating company in any Year shall be allowed to be retained by it. The generating company shall bear the loss if it exceeds the targeted O&M expenses for that Year.

(A) **Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows:**

35.7 **Operation and Maintenance Expenses of Thermal Power Stations commissioned prior to 01.04.2012:**

The Operation and Maintenance expenses admissible to existing thermal power stations commissioned prior to 01.04.2012 comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost. These norms exclude Pension and Terminal Benefits, EL encashment, Incentive, arrears to be paid to employees, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The generating company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, cost of chemicals and consumables, fees to be paid to MPERC , EL encashment and any arrears paid to employees separately as actuals. The claim of pension and Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 35.4 of these Regulations.

O&M Norms for Thermal Generating Units: Rs. In lakh/MW

Units (MW)	FY2016-17	FY2017-18	FY2018-19
120	27.90	29.65	31.52
200/210/250	24.20	25.72	27.34
500	19.43	20.65	21.95

Provided that the above norms shall be multiplied by the following factors for additional Units in respective Unit sizes for the Units whose COD occurs on or after 1.4.2016 in the same station:

200/210/250 MW	Additional 5th & 6th Units Additional 7th & more Units	0.90 0.85
300/330/350 MW	Additional 4th & 5th Units Additional 6th & more Units	0.90 0.85
500 MW and above	Additional 3rd & 4th Units Additional 5th & above Units	0.90 0.85

35.8 **O&M Norms for the Thermal Generating Units commissioned on or after 01.04.2012 :**

Rs. in lakhs/MW			
Units (MW)	**FY2016-17**	**FY2017-18**	**FY2018-19**
45 MW	32.07	34.09	36.24
200/210/250 MW	27.00	28.70	30.51
300/330/350 MW	22.54	23.96	25.47
500 MW	18.08	19.22	20.43
600 MW and above	16.27	17.30	18.38

Provided that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant, type of cooling water system etc., subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition:

Provided further that the generating station shall submit the details of

year wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through compensatory allowance or special allowance or claimed as a part of additional capitalization or consumption of stores and spares and renovation and modernization.

(B) Normative Operation and Maintenance expenses of hydel generating stations shall be as follows:

35.9 The Operation and Maintenance expenses admissible to existing hydro power stations comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost. These norms exclude Pension and Terminal Benefits,EL encashment, Incentive, arrears to be paid to employees, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The generating company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, cost of chemicals and consumables, fees to be paid to MPERC,EL encashment and any arrears paid to employees separately as actuals. The claim of pension and Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 35.4 of these Regulations.

35.10 Following operations and maintenance expenses norms shall be applicable for the existing hydro generating stations which have been operational prior to 01.04.2016:

O&M Norms for Hydel Power Stations:

Year	O&M Expenses in Rs. in lakh/MW
FY 2016—17	9.64
FY 2017-18	10.28
FY 2018-19	10.96

35.11 In case of the new hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2016, operation and maintenance expenses shall be fixed at 4% and 2.50% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works) for first year of commercial operation for stations less than 200 MW projects and for stations more than 200 MW respectively and shall be subject to annual escalation of 6.64% per annum for the subsequent years.

CHAPTER - 6

COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES AND ENERGY CHARGES

36. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Thermal Generating Stations:

36.1 The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station.

36.2 The capacity charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

CC1= (AFC/12)(PAF1 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC/12)

CC2 = ((AFC/6)(PAF2 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC/6)) – CC1

CC3 = ((AFC/4) (PAF3 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC/4)) – (CC1+CC2)

CC4 = ((AFC/3) (PAF4 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC/3)) – (CC1+CC2+CC3)

CC5 = ((AFC x 5/12) (PAF5 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC x 5/12)) – (CC1+CC2 +CC3 +CC4)

CC6 = ((AFC/2) (PAF6 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC/2)) – (CC1+CC2 +CC3+CC4 + CC5)

CC7= ((AFC x 7/12) (PAF7 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC x 7/12)) – (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6)

CC8 = ((AFC x 2/3) (PAF8 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC x 2/3)) – (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7)

CC9 = ((AFC x 3/4) (PAF9 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC x 3/4)) – (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7+ CC8)

CC10= ((AFC x 5/6) (PAF10 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC x 5/6)) – (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9)

CC11 = ((AFC x 11/12) (PAF11 / NAPAF) subject to ceiling of (AFC x 11/12)) – (CC1+CC2+CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10)

CC12 = ((AFC) (PAFY / NAPAF) subject to ceiling of (AFC)) – (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10 + CC11)

Provided that in case of generating station or unit thereof, under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover

part of AFC which shall include O&M expenses and interest on loan only.

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage.

PAFN = Percent Plant availability factor achieved upto the end of the nth month.

PAFY = Percent Plant availability factor achieved during the Year

CC1, CC2, CC3, CC4, CC5, CC6, CC7, CC8, CC9, CC10, CC11 and CC12 are the Capacity Charges of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

36.3 The PAFM upto the end of a particular month and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DCi \; / \; \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \; \%$$

Where,

AUX=Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DCi = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the i^{th} day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N= Number of days during the period.

Note: DCi and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

36.4 Incentive to a generating station or unit thereof shall be payable at a flat rate of 50 paise/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) as specified in Regulation **39** .

36.5 The energy charge shall cover the primary and secondary fuel cost and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel price adjustment). Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

36.6 Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae:

(a) For coal based stations

ECR = {(GHR – SFC x CVSF) x LPPF / CVPF+SFC x LPSFi } x 100 / (100 – AUX)

Where,

AUX =Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF=(a) Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg for coal based stations

(b) In case of blending of fuel from different sources, the weighted average Gross calorific value of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio.

CVSF =Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.

GHR =Gross station heat rate, in kCal per kWh.

LPPF =Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, during the month. (In case of blending of fuel from different sources, the weighted average landed price of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio)

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

LPSFi=Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml during the month

36.7 The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., as per the forms prescribed to these Regulations:

Provided that the details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal and the weighted average GCV of the fuels as received shall also be provided separately, along with the bills of the respective month:

Provided further that copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company. The details should be available on its website on monthly basis for a period of three months.

36.8 The landed cost of fuel for the month shall include price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail / road or any other means, and, for the purpose of computation of energy

charge, and in case of coal shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal dispatched by the coal supply company during the month as given below:

Pithead generating stations	:	0.2%
Non-pithead generating stations	:	0.8%

Provided that in case of pit head stations if coal is procured from sources other than the pit head mines which is transported to the station through rail, transit loss of 0.8% shall be applicable:

Provided further that in case of imported coal, the transit and handling losses shall be 0.2%.

36.9 In case of part or full use of alternative source of fuel supply by coal based thermal generating stations other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their power purchase agreement for supply of contracted power on account of shortage of fuel or optimization of economical operation through blending, the use of alternative source of fuel supply shall be permitted to generating station:

Provided that in such case, prior permission from beneficiaries shall not be a pre-condition, unless otherwise agreed specifically in the power purchase agreement:

Provided further that the weighted average price of use of alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel computed as per clause **(36.10)** of this Regulation:

Provided also that where the energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative source of fuel exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative sources of fuel exceeds 20% of energy charge rate based on weighted average fuel price for the previous month, whichever is lower shall be considered and in that event, prior consultation with beneficiary shall be made not later than three days in advance.

36.10 The Commission through the specific tariff orders to be issued for each generating station shall approve the energy charge rate at the start of the tariff period. The energy charge so approved shall be the base energy charge rate at the start of the tariff period. The base energy charge rate for subsequent years shall be the energy charge computed

after escalating the base energy charge rate approved at the start of the tariff period by escalation rates for payment purposes as notified by the Central Commission from time to time for under competitive bidding guidelines.

37. Computation and Payment of Capacity charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations:

37.1 The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and shall be recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and Energy Charges, which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, i.e., in the capacity excluding the free power to the home State:

Provided that during the period between the Date of Commercial Operation of the first unit of the generating station and the Date of Commercial Operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the Capacity Charges and Energy Charges payment during such period.

37.2 The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a hydro generating station for a calendar month shall be :

AFC x 0.5 x NDM / NDY x (PAFM / NAPAF) (in Rupees)

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percentage

37.3 The PAFM shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DCi \; / \; \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \; \%$$

Where

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

DCi = Declared capacity (in ex-bus MW) for the i^{th} day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed capacity (in MW) of the complete generating station
N = Number of days in the month

37.4 The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis, at the computed energy charge rate. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs. / kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} x (100 – FEHS) / 100

37.5 Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of clause (**37.7**):

$$ECR = AFC \times 0.5 \times 10 / \{ DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) \}$$

Where,
DE = Annual design energy specified for the hydro generating station, in MWh, subject to the provision in clause (37.6) below.
FEHS = Free energy for home State, in per cent, as defined in Regulation 44.

37.6 In case the actual total energy generated by a hydro generating station during a year is less than the design energy for reasons beyond the control of the generating station, the following treatment shall be applied on a rolling basis on an application filed by the generating company:

(a) In case the energy shortfall occurs within ten years from the Date of Commercial Operation of a generating station, the ECR for the year following the year of energy shortfall shall be computed based on the formula specified in clause (36.5) with the modification that the DE for the year shall be considered as equal to the actual energy generated during the year of the shortfall, till the energy charge shortfall of the previous year has been made up, after which normal ECR shall be applicable:

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of 4 years on account of hydrology factor, the generating station shall approach Central Electricity Authority (CEA) with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

(b) In case the energy shortfall occurs after ten years from the date of commercial operation of a generating station, the following shall apply.

Explanation : Suppose the specified annual design energy for the station is DE MWh, and

the actual energy generated during the concerned (first) and the following (second) financial years is A1 and A2 MWh respectively, A1 being less than DE. Then, the design energy to be considered in the formula in clause (5) of these Regulations for calculating the ECR for the third financial year shall be moderated as (A1 + A2 – DE) MWh, subject to a maximum of DE MWh and a minimum of A1 MWh.

(c) Actual energy generated (e.g. A1, A2) shall be arrived at by multiplying the net metered energy sent out from the station by 100 / (100 – AUX).

37.7 In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per clause 37.5 of this Regulation exceeds **ninety paise per kWh**, and the actual saleable energy in a year exceeds { DE x (100 – AUX) x (100 – FEHS) / 10000 } MWh, the Energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at **ninety paise per kWh** only:

Provided that in a year following a year in which total energy generated was less than the design energy for reasons beyond the control of the generating company, the energy charge rate shall be reduced to **ninety paise per kWh** after the energy charge shortfall of the previous year has been made up.

37.8 The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the Beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all Beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

38. Deviation Charges:

38.1 Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof.

38.2 Actual net deviation of every generating stations and Beneficiaries shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the State Transmission Utility (STU), and computed in MWh for each 15-minute time block by the concerned Load Despatch Centre.

CHAPTER - 7

NORMS OF OPERATION

39. Norms of operation for thermal generating stations:

39.1 Recovery of capacity charge, energy charge and incentive by the generating company shall be based on the achievement of the operational norms specified in these Regulations.

39.2 The norms of operation for thermal power stations as given hereunder shall apply for existing thermal power stations commissioned on or before 31st March, 2012:

(a) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY16-17 to FY18-19
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	75.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	75.00%
STPS Complex		**830.0**	**75.00%**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**65.00%**
ATPS PH-3	**1 x 210**	**210.0**	**85.00 %**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	80.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	80.00%
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2		**840.0**	**80.00%**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**85.00%**

(b) Gross Station Heat Rate (Kcal/kWh)

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY16-17 to FY18-19
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	2700
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	2700
STPS Complex		**830.0**	**2700**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**3200**
ATPS PH 3	**1 x 210**	**210.0**	**2450**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	2600
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	2600
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2)		**840.0**	**2600**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**2425**

(c) Specific Fuel Oil Consumption (ml/kWh)

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY16-17 to FY18-19
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	1.75
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	1.75
STPS Complex		**830.0**	**1.75**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**2.00**
ATPS PH 3	**1 x 210**	**210.0**	**1.00**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	1.30
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	1.00
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2)		**840.0**	**1.15**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**1.00**

(d) Auxiliary Energy Consumption (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY16-17 to FY18-19
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	10.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	10.00%
STPS Complex		**830.0**	**10.00%**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**10.00%**
ATPS PH 3	**1 x 210**	**210.0**	**9.00%**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	9.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	9.00%
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2)		**840.0**	**9.00%**
SGTPS - (500 MW)	**1 x 500**	**500.0**	**6.00%**

(e) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for incentive (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY16-17 to FY18-19
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	75.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	75.00%
STPS Complex		**830.0**	**75.00%**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**65.00%**
ATPS PH-3	**1 x 210**	**210.0**	**85.00 %**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	80.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	80.00%
SGTPS Complex (PH1& PH 2)		**840.0**	**80.00%**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**85.00%**

39.3. Following norms shall be applicable for all the thermal generating Units/ stations for all capacities which are Commissioned on or after 01/04/2012 :

(A) **Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) : 85%**

Provided that in view of shortage of coal and uncertainty of assured coal supply on sustained basis experienced by the generating stations, the NAPAF for recovery of fixed charges shall be 83% till the same is reviewed.

(B) **Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) : 85%**

(C) **Gross Station Heat Rate**

(a) Existing Coal based thermal generating stations having COD on or after 1.4.2012 till 31.03.2016, (other than those covered under clause 39.2) shall be the heat rate norms approved during FY 2012-13 to FY 2015-16.

New thermal generating stations achieving COD on or after 1.4.2016:

(b) Coal-based Thermal Generating Stations = 1.045 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design Unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the Units:

Pressure Rating (Kg/cm2)	**150**	**170**	**170**	**247**
SHT/RHT (0C)	535/535	537/537	537/565	565/593
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven
Max Turbine Cycle Heat rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935	1850
Minimum Boiler Efficiency				
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89
Max. Design Unit Heat Rate (kCal/kWh)				
Sub-Bituminous Indian Coal	2273	2267	2250	2151
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2078

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from above ratings, the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that if one or more Units were declared under commercial operation prior to 1.4.2016, the heat rate norms for those Units as well as Units declared under commercial operation on or after 1.4.2016 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology.

Note: In respect of Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design Unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design Unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

(D) Specific Fuel Oil Consumption

Coal-based generating stations : 0.50 ml/kWh

(E) Auxiliary Energy Consumption

Sr. No.	Power Station	With Natural Draft Cooling Tower or without Cooling Tower
(1)	200 / 300 MW series	8.50%
(2)	500 MW & above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25 %
	Electrically driven boiler feed pumps	7.75 %
(3)	45 MW Series	10 %

Provided further that for thermal generating stations with induced drafts cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%.

Provided also that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows may be allowed for plants with Dry Cooling Systems:

Type of Dry Cooling System	(% of gross generation)
Direct Cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1%
Indirect Cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.5%

40. Norms of operation for hydro generating stations:

40.1 The norms of operation for Hydro power station shall be as under, namely:

(1) **Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):**

(a) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) for hydro generating stations shall be determined by the Commission as per the following criteria :

(i) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt : 90%.

(ii) Storage and Pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level of more than 8% and when plant availability is not affected by silt : the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form basis of fixation of NAPAF.

(iii) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.

(iv) Run-of-river type plants: NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

40.2 A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

40.3 Based on the above, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) of the Hydro stations already in operation shall be as follows for recovery of capacity charges:

Station	Type of Plant	Plant Capacity (MW)	NAPAF
Gandhisagar	Storage	57.5	85%
Pench	Storage	106.7	85%
Rajghat	Storage	22.5	85%
Bargi	Storage	90.0	85%
Banasagar Compelex (excluding Silpara)	Storage	395.0	85%
Silpara	Run of river with pondage	30.0	90%
Birsinghpur	Storage	20.0	85%
Madhi Kheda	Storage	60.0	85%

(2) **Auxiliary Energy Consumption:**

(a) Surface Hydro generating stations with rotating exciters mounted on the generator shaft - 0.7 % of energy generated

(b) Surface Hydro generating stations with static excitation system - 1 % of energy generated

(c) Underground Hydro generating stations with rotating exciters mounted on the generator shaft - 0.9 % of energy generated

(d) Underground Hydro generating stations with static excitation system - 1.2 % of energy generated

CHAPTER - 8

SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING

41. Incentive:

41.1 In case of thermal generating stations, incentive shall be payable, at a flat rate of 50 paise/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF).

41.2 In case of hydro generating stations incentive shall form part of the recovered Capacity (fixed) charges. No Separate incentive shall be provided in hydro power stations.

42. Scheduling:

The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Grid Code (or any other code or Regulation) approved by the Commission.

43. Metering and Accounting:

Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15 minute Time Block basis shall be organised by the State Transmission Utility and State Load Despatch Centre. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed), shall fully cooperate with the State Transmission Utility/ State Load Despatch Centre and extend the necessary assistance by taking weekly meter readings and transmitting them to the State Load Despatch Centre. The State Load Despatch Centre shall issue the Accounts for energy on monthly basis as well as deviation charges on weekly basis. Deviation charges accounting procedures shall be governed by the orders of the Commission.

44. Billing and Payment of charges:

44.1 Bills shall be raised for Capacity Charges and Energy Charges on monthly basis by the generating company in accordance with these Regulations, and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company .

44.2 Payment of the Capacity Charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the Installed Capacity of the generating station. Payment of Capacity Charges and Energy Charges for a Hydro generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the capacity corresponding to free energy to home State as per Note 3 herein.

Note 1

Shares / allocations of each beneficiary in the total capacity of State sector generating stations shall be as determined by the State Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant during a month. The total capacity share of any beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the State Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other Beneficiaries. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within/ outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be prospectively re-allocated by the State Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s) to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full capacity charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated to all concerned by the appropriate authority in advance, at least three days prior to

such reallocation or reversion taking effect.

Note 3

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 13% or actual whichever is less (not applicable for generating stations of MPPGCL).

Provided that in cases where the site of a Hydro Power Project is awarded to a developer, (not being a State controlled or owned Company) by the State Government by following a two stage transparent process of bidding, the 'Free Energy' shall be taken as 13%, in addition to energy corresponding to 100 Units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 Years from the Date of Commercial Operation of the generating station:

Provided further that the generating company shall submit detailed quantification of energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 years from the Date of Commercial Operation.

45. Rebate.

45.1 For payment of bills of the generating company through letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT)/ Regional Transaction Gross Settlement (RTGS) within a period of 2 days of presentation of bills by the generating company, a rebate of 2% shall be allowed.

45.2 Where payments are made on any day after 2 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

46. Late payment surcharge:

In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed beyond a period of 60 days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

CHAPTER – 9
MISCELLANEOUS PROVISIONS

47. Sharing of CDM Benefits:

The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the Project Developer in the first year after the Date of Commercial Operation of the generating station;

(b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

48. Deviation from norms:

Tariff for sale of electricity by the generating company may also be determined in deviation of the norms specified in these Regulations subject to the conditions that :

(a) The levelised tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelised tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations and upon submission of complete workings with assumptions to be provided by the generator at the time of filing of the application; and

(b) Any deviation shall come into effect only after approval by the Commission, for which an application shall be made by the generating company.

Explanation.- For the purpose of calculating the levelised tariff referred above, the discounting factor shall be as notified by the Central Commission from time to time.

49. Tax on Income

Tax on Income streams of the generating company shall not be recovered separately from the Beneficiaries:

50. Foreign Exchange Rate Variation:

50.1 The generating company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the generating station in part or in full in the discretion of the generating company.

50.2 As and when the petitioner enters into any hedging based on its approved hedging policy, the petitioner should communicate to the beneficiaries concerned about its hedging decision within thirty days of entering into such hedging transaction(s).

50.3 Every generating company shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

50.4 To the extent the generating company is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or its suppliers or contractors.

50.5 Every generating company shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

51. Recovery of cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation:

Recovery of cost of hedging or foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company from the beneficiaries without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries to the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company may make an appropriate application before the Commission for its decision.

52. Application fee, publication expenses and other statutory charges:

The following fees, charges and expenses shall be reimbursed directly by the beneficiary in the manner specified herein:

1. The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company directly from the beneficiaries :

2. The Commission may, for the reasons to be recorded in writing and after hearing the affected parties, allow reimbursement of any fee or expenses, as may be considered necessary.

3. SLDC Charges and Transmission Charges as determined by the Commission shall be considered as expenses, if payable by the generating stations.

4. RLDC/NLDC charges as determined by the Central Commission shall also be considered as expenses, if payable by the generating station.

5. Electricity duty, cess and water charges if payable by the Generating Company for generation of electricity from the power stations to the State Government, shall be allowed by the Commission separately and shall be trued-up on actuals.

53. Non Tariff /Other Income

53.1 Any income being incidental to the business of the generating company derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, income from sale of scrap other than the de-capitalized/written off assets, income from advertisements, interest on advances to suppliers/contractors, income from sale of fly ash/rejected coal, and any other miscellaneous receipts other than income from sale of energy shall constitute the non tariff/other income.

53.2 The amount of Non-Tariff /Other Income relating to the Generation Business as approved by the Commission shall be deducted from the Annual Fixed Cost in determining the Annual Fixed Charge of the Generation Company:

Provided that the Generation Company shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission in such form as may be stipulated by the Commission from time to time. Non tariff income shall also be Trued-up based on audited accounts.

54. Power to Relax.

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

55. Power to Remove Difficulty:

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by order, make such provision not inconsistent with the provisions of the Act or provisions of other Regulations specified by the Commission, as may appear to be necessary for removing the difficulty in giving effect to the objectives of these Regulations.

56. Repeal and Savings

56.1 The Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff), Regulations, 2012 {RG-26(II) of 2012}" notified on 12/12/2012 and read with all amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations is hereby superceded.

56.2 Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary for ends of justice to meet or to prevent abuses of the process of the Commission.

56.3 Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting, in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

56.4 Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

By order of the Commission

Shailendra Saxena, Commission Secretary

Appendix-I

Timeline for completion of Projects

(Refer to Regulation 30)

1. The completion time schedule shall be reckoned from the date of investment approval by the Board (of the generating company), up to the Date of Commercial Operation of the Units or Block of units.

2. The time schedule has been indicated in months in the following paragraphs and tables:

A. Thermal Power Projects - Coal based Power Plant

Unit size 200/210/250/300/330 MW and 45MW/125 MW CFBC technology

(a) 33 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.

(b) 31 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.

Unit size 250 MW CFBC technology

(a) 36 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.

(b) 34 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.

Unit size 500/600 MW

(a) 44 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.

(b) 42 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.

Unit size 660/800 MW

(a) 52 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.

(b) 50 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.

B. Hydro-Electric Projects

3. The qualifying time schedule for Hydro Electric Projects shall be as stated in the original concurrence issued by the Central Electricity Authority under Section 8 of the Act.

Appendix-II

Depreciation Schedule

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
A	**Land under full ownership**	**0.00%**
B	**Land under lease**	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for Reservoir in case of Hydro generating station	3.34%
C	**Assets purchased new**	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden Structures	100%
(v)	Roads other than Kutcha Roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, Sub-Station equipment & other fixed apparatus.	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
(f)	Switchgear including cable connections	5.28%
(g)	Lightning Arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%

(h)	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
(i)	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%
(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
	Lines	
j	Meters	5.28%
k	Self propelled vehicles	9.50%
l	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
m(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and Apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
n	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
o	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
(iii)	Fibre Optic	6.33%
p	I. T equipments	15.00%
q	Any other assets not covered above	5.28%

APPENDIX –III
(For Coal based Generating Stations)

It is to certify that the **(Name of the Station)** has fulfilled all the key provisions as prescribed below in accordance with Regulation 4 of MPERC (Terms and Conditions for determination of generation Tariff), Regulations, 2015.

1. All documents as prescribed in Regulation 3(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been retained at site and are available at site.

2. All requirements as per Regulation 5 of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations – 2010 have been complied.

3. The unit operating capability shall be in conformity to Regulation 7(1), 7(2), 7(3) and 7(4) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations – 2010.

4. All requirements as per Regulation 8 of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the Steam Generator.

5. All requirements as per Regulation 9(2), 9(4), 9(9), 9(15), 9(16), 9(18) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the Steam Turbine Generator.

Name:
(CMD/CEO/MD)

(For Hydro based Generating Stations)

It is to certify that the (Name of the Station) has fulfilled all the key provisions as prescribed below in accordance with Regulation 4 of MPERC (Terms and Conditions for determination of generation Tariff), Regulations, 2015.

1. All documents as prescribed in Regulation 3(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been retained at site and are available at site.

2. All requirements as per Regulation 30(1), 30(2) and 30(5) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations –2010 have been complied.

3. The unit operating capability shall be in conformity to Regulation 32 (1), 32(3), 32(4), 32(6) and 32(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations – 2010.

4. All requirements as per Regulation 33(6), 33(7), 33(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the hydraulic Turbine.

Name: (CMD/CEO/MD)

APPENDIX-IV

PART-I

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Thermal Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM TPS-1	Summary Sheet	
FORM-1(I) and 1(II)	Statement showing claimed capital cost Statement showing Return on Equity	
FORM TPS-2	Plant Characteristics	
FORM TPS-3	Normative Parameters considered for tariff computation	
FORM TPS-4	Details of Foreign Loans (Details only in respect of loans applicable to the project under petition)	
FORM TPS-4A	Details of Foreign Equity(Details only in respect of Equity Infusion if any applicable to the project under petition)	
FORM TPS-5	Abstract of Admitted Capital cost for the Existing Projects	
FORM TPS-5A	Abstract of Capital cost estimates and schedule of commissioning for the new projects	
FORM TPS-5B	Break-up of Capital Cost for New Coal Based Project	
FORM TPS-5C	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM TPS-5D	Details of variables, parameters, optional package etc. for new project	
FORM TPS 5Di	In case there is Cost over run	
FORM TPS -5Dii	In case there is Time over run	
FORM TPS-5E	In case there is claim of Additional RoE	
FORM TPS-6	Financial package upto CoD	
FORM TPS-7	Details of Project Specific Loans	
FORM TPS-8	Details of allocation of corporate loans to various projects	
FORM TPS-9A	Year wise statement of Additional Capitalization after CoD	
FORM TPS-9B	Statement of Additional Capitalization during fag end of useful life of the project	
FORM TPs-9Bi	Details of assets de-capitalized during the period	
FORM TPS-9C	Statement showing re-conciliation of additional capital expenditure (ACE) claimed with the capital additions as per books	
FORM TPS-9D	Statement showing items/ assets/ works claimed under Exclusions	
FORM TPS-9E	Statement of Capital cost	
FORM TPS-9F	Statement of Capital Works in Progress	
FORM TPS-10	Financing of Additional Capitalization	
FORM TPS-11	Calculation of Depreciation	
FORM TPS-12	Statement of Depreciation	
FORM TPS-13	Calculation of weighted average rate of interest on actual loans	
FORM TPS-13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM TPS-13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM TPS-13C	Other Income as on CoD	
FORM TPS-13D	Incidental expenditure during construction up to scheduled CoD and up to Actual/ Anticipated CoD	
FORM TPS-13E	Expenditure under different packages up to scheduled CoD and up to Actual/ Anticipated CoD	
FORM TPS-14	Draw down schedule for calculation of IDC & Financing charges	
FORM TPS-14A	Actual Cash Expenditure	
FORM TPS-15	Details/ Information to be submitted in respect of fuel for computation of energy charges	
FORM TPS-16	Details/ Information to be submitted in respect of Capital Spares	
FORM TPS-17	Liability Flow Statement	

PART - I
FORM-TPS-1

SUMMARY SHEET

NAME OF THE PETITIONER

NAME OF THE GENERATING STATION:

PLACE (REGION/DISTRICT/STATE):

Sr. No.	Particulars	Unit	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)
1.1	Depreciation	Rs. Lakh				
1.2	Interest on Loan	Rs. Lakh				
1.3	Return on Equity[1]	Rs. Lakh				
1.4	Interest on Working Capital	Rs. Lakh				
1.5	O & M Expenses	Rs. Lakh				
1.6	Compensation Allowance (If applicable)	Rs. Lakh				
1.7	Special Allowance (If Applicable)	Rs. Lakh				
	Total	**Rs. Lakh**				
2.1	Landed Fuel Cost (Domestic Coal)	Rs/Tone				
	(%) of Fuel Quantity	(%)				
2.2	Landed Fuel Cost (Imported Coal)	Rs/Tone				
	(%) of Fuel Quantity	(%)				
2.3	Secondary Fuel Oil Cost	Rs/Unit				
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) [2A,2B,2C]	Rs/Unit				

Note

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished
2A. If multifuel is used simultaneously, give 2 in respect of every fuel individually.
2B. The total energy charges shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out.
2C. The Energy Charge Rate for the month shall be based on fuel cost (s) and GCV(s) for the month as per Regulation

(Petitioner)

Form 1(I) - Statement showing claimed capital cost:				
Sr. No.	**Particulars**	**2016-17**	**2017-18**	**2018-19**
(1)	**(2)**	**(3)**	**(4)**	**(5)**
	Opening Capital Cost			
	Add: Addition during the year/ period			
	Less: Decapitalisation during the year/period			
	Less: Reversal during the year/period			
	Add: Discharges during the year/period			
	Closing Capital Cost			
	Average Capital Cost			

Form 1(II) - Statement showing Return on Equity:				
Sr. No.	**Particulars**	**2016-17**	**2017-18**	**2018-19**
(1)	**(2)**	**(3)**	**(4)**	**(5)**
	Opening Equity			
	Add: Increase due to addition during the year/period			
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year/period			
	Less: Decrease due to reversal during the year/period			
	Add: Increase due to discharges during the year/period			
	Closing Equity			
	Average Equity			
	Rate of ROE			
	Return on Equity			

(Petitioner)

PART - I
FORM TPS-2

PLANT CHARACTERISTICS

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Unit(s)/ Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III	....		
Installed Capacity (MW)						
Schedule COD as per Investment Approval						
Actual COD/Date of Taken Over (as applicable)						
Pit Head or Non Pit Head						
Name of the Boiler Manufacture						
Name of Turbine Generator Manufacture						
Main Steams Pressure at Turbine inlet (kg/Cm^2) abs[1]						
Main Steam Temperature at Turbine inlet(^oC)[1]						
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm^2)[1]						
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (^oC)[1]						
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons/hr)[2]						
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons/hr)[2]						
Unit Gross electrical output under MCR/Rated condition (MW)[2]						
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW)[2]						
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh)[3]						
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed						
% MCR						
% Makeup Water Consumption						
Design Capacity of Make up Water System						
Design Capacity of Inlet Cooling System						
Design Cooling Water Temperature (^oC)						
Back Pressure						
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tonns/hr)						
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition (kg/Cm^2)						
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (^oC)						
Steam Temperature at Reheater outlet under BMCR condition (^oC)						
Design/Guaranteed Boiler Efficiency (%)[4]						
Design Fuel with and without Blending of domestic/imported coal						
Type of Cooling Tower						
Type of Cooling System[5]						
Type of Boiler Feed Pump[6]						
Fuel Details						
-Primary Fuel						
-Secondary Fuel						
-Alternate Fuel						
Special Features/Site Specific Features[7]						
Special Technological Features						
Environmental Regulation related features[8]						
Any other special features						

1: At Turbine MCR condition
2: Work 0% (Nil) make up and design Cooling Water temperature
3: At TMCR output based on gross generation, 0% (Nil) makeup and design Cooling water temperature
4: With Performance coal based on Higher Heating Value (HHV) of fuel and at BMCR output
5: Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling, natural draft cooling, induced draft cooling etc.
6: Motor driven, Steam turbine driven etc.
7: Any site specified feature such as Merry-Go-Round, Vicinity to sea, Intake/makeup water system etc. scrubbers etc. Specify all
8: Environmental Regulation related features like FGD, ESP etc.,
Note 1: In case of deviation from specified conditions in Regulation, correction curve of manufacturer may also be submitted
Note 2: Heat Balance Diagram has to be submitted along with above information in case of new stations.
Note 3: The Terms - MCR, BMCR, HHV, Performance coal, are as defined in CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 notified by the Central Electricity Authority

(Petitioner)

PART - I
FORM TPS-3

NORMATIVE PARAMETERS CONSIDERED FOR TARIFF COMPUTATION

NAME OF THE PETITIONER

NAME OF THE GENERATING STATION:

Year Ending March

Particulars	Unit	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Base Rate of Return on Equity	(%)				
Effective Tax Rate [1]	(%)				
Target Availability	(%)				
Auxiliary Energy Consumption	(%)				
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh				
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh				
Cost of Coal for WC	in Months				
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC	in Months				
O & M Expenses	Rs. lakh/MW				
Maintenance Spares for WC	% of O&M				
Receivables for WC	in Months				
Storage capacity of Primary Fuel	MT				
SBI Base Rate + 350 basis points as on _____ [2]	%				
Blending ratio of domestic coal/imported coal					

1. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.
2. Mention relevant date

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-4

DETAILS OF FOREIGN LOANS

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Exchange Rate at COD or 31.03.2016 whichever is later

Exchange Rate at COD or 31.03.2016

S.No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency 1[1]												
A.1	At the date of Drawl or at the beginning to the year of the period[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled repayment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging[3]												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency 2[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging[3]												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

	Currency 3[1] & so on												
A.1	At the date of Drawl [2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging[3]												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US$, DM, etc.
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given
4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-4A

DETAILS OF FOREIGN EQUITY

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Exchange Rate on date/s of infusion

S.No.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency 1[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
	Currency 2[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
	Currency 3[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
	Currency 4[1] & so on												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US$, DM, etc.
2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS-5

ABSTRACT OF ADMITTED CAPITAL COST FOR THE EXISTING PROJECTS

Name of the Company

Name of the Power Station

Last date of order of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition No.	
Following details (whether admitted and/or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)*	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost(but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS-5A

ABSTRACT OF CAPITAL COST ESTIMATES AND SCHEDULE OF COMMISSIONING FOR THE NEW PROJECTS

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

New Projects		
Capital Cost Estimates		
Board of Director/ Agency approving the Capital Cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	**Completed Cost**
Price level of approved estimates	As on End of ____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Cr.)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital Cost including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning		
Scheduled COD of Unit-I/ Block-I as per Investment Approval		
Scheduled COD of Unit-II/ Block-II as per Investment Approval		

Scheduled COD of last Unit/Block		

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per Form-5B
3. Details of IDC & Financing Charges are to be formed as per FORM-14

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-5B

BREAK-UP OF CAPITAL COST FOR NEW COAL BASED PROJECT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (3-4-5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto cut-off date
			Actual Amount				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	**Cost of Land & Site Development**						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	**Plant & Equipment**						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage System						
2.3.7	Ash Handling System						
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						
2.3.10	MGR						
2.3.11	Air Compressor System						
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Fire fighting System						
2.3.14	HP/LP Piping						
2.3.15	De-salination plant for sea-water intake						
2.3.16	External coal handling in Jetty, if any						
	Total BOP Mechanical						
2.4	**BOP Electrical**						
2.4.1	Switch Yard Package						
2.4.2	Transformers Package						
2.4.3	Switch gear Package						
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.4.5	Lighting						
2.4.6	Emergency D.G. Set						
	Total BOP Electrical						
2.5	**Control & Instrumentation (C&I) Package**						
	Total Plant & Equipment excluding taxes & duties						
2.6	**Taxes & Duties**						
3	**Initial Spares**						
4	**Civil Works**						
4.1	Main Plant/ Adm. Building						
4.2	CW System						

4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water plant						
4.5	Clarification plant						
4.6	Chlorination plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Coal Handling Plant						
4.9	MGR & Marshalling Yard						
4.10	Ash Handling System						
4.11	Ash disposal area development						
4.12	Fire fighting system						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temporary construction & enabling						
4.15	Road & Drainage						
	Total Civil Works						
5	**Construction & Pre-Commissioning Expenses**						
5.1	Erection Testing and Commissioning						
5.2	Site Supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Start up Fuel						
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses						
6	**Overheads**						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	**Total Capital Cost Excluding IDC & FC**						
8	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Cost						
	Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
9	**Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						

** Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost over-run, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost over-rum was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over-run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/ anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/ anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD
4. Impact on account of each reason for Time over-run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings
5. A list of balance work assets/ work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-5C

BREAK-UP OF CONSTRUCTION/SUPPLY/SERVICE PACKAGES

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

1	Name/ No. of Construction/ Supply/ Service Package	Package A	Package B	Package C	.....	Total Cost of all packages
2	Scope of works[1] (in line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB/Departmentally/ Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/ Expected date of completion of work					
8	Value of Award[2] in (Rs. Lakh)					
9	Firm or with Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)					
13	Sub-total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal based plants in FORM-5B to the extent possible.

2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies) , the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs. 80 Cr. + IS$ 50m=Rs. 390 Cr. at US$=Rs. 62 as on say 01.04.16

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS-5D

DETAILS OF VARIABLES, PARAMETERS, OPTIONAL PACKAGE etc. FOR NEW PROJECT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Unit Size	
Number of Units	
Greenfield/ Extension	

S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality - Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal Unholding Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/ RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic / Imported)	

Parameter/ Variables	Values
Completion Schedule	
Terms of Payment	
Performance Guarantee Liability	
Basis of Price (Firm/ Escalation-Linked)	
Equipment Supplier (Country of Origin)	
Optional Packages	**Yes/ No**
Desalianation Plant/ RO Plant	
MGR	
Railway Siding	
Unloading Equipment at Jetty	
Rolling Stock/ Locomotive	
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)	

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-5Di

IN CASE THERE IS COST OVER RUN

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/ to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computation and documents wherever applicable	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1	**Cost of Land & Site Development**					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	**Plant & Equipment**					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage System					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage System					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	**BOP Electrical**					
2.4.1	Switch Yard Package					

2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. Set					
	Total BOP Electrical					
2.5	**Control & Instrumentation (C&I) Package**					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & duties					
3	**Initial Spares**					
4	**Civil Works**					
4.1	Main Plant/ Adm. Building					
4.2	CW System					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Fire fighting system					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temporary construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil Works					
5	**Construction & Pre-Commissioning Expenses**					
5.1	Erection Testing and Commissioning					
5.2	Site Supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up Fuel					

	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					
6	**Overheads**					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	**Capital Cost Excluding IDC & FC**					
8	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	**Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					

* Submit details of Freehold and Lease hold land

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-5D ii

IN CASE THERE IS TIME OVER RUN

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sr. No.	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention Sr. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....	....							

1 Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings

2 Indicate the activities on critical path

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -5E

IN CASE THERE IS CLAIM OF ADDITIONAL RoE

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Project	Completion time as per Investment approval (Months)				Actual completion time				Qualifying time schedule (as per regulation)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Completion time in months	Installed capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual completion time in months	Tested capacity	Months
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
.....									
.....									

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -6

FINANCIAL PACKAGE UPTO COD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Project cost as on COD[1]
Date of Commerical Operation of the Station[2]

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount[3]		Currency and Amount[3]		Currency and Amount[3]	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US$ 200 m or Rs. 1320 Cr. including US$ 200 m at exchange rate of US$-Rs. 62
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit
3. For example US$ 200 m, etc.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-7

DETAILS OF PROJECT SPECIFIC LOANS

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Particulars	Package-1	Package-2	Package-3	Package-4	Package-5	Package-6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2016/ COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/ Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/ floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details[17]						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

2. Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2016 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At time caps/ floor are put at which the the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawal/ repayment for a loan, the date & amount of each drawal/ repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2006 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging , period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -8

DETAILS OF ALLOCATION OF CORPORATE LOANS TO VARIOUS PROJECTS

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Particulars	Package-1	Package-2	Package-3	Package-4	Package-5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2016/ COD[3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/ Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/ floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details[17]						

	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen, Indian Rupee etc
3. Details are to be submitted as on 31.03.2016 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At time caps/ floor are put at which the the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly,
13. Where there is more than one drawal/ repayment for a loan, the date & amount of each drawal/ repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2016 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging , period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -9A

YEAR WISE STATEMENT OF ADDITIONAL CAPITALISATION AFTER COD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD
For Financial Year

Sl. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col.3	Cash basis	IDC included in Col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5 = 3 - 4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (name of the authority) (Enclose copy of the tariff order)

2. The above information needs to be furnished separately for each year/ period of tariff period 2016-19.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at Column 1,2,3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at Column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.

4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during the year and original value of such asset to be shown at Col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at Column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:
1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately e.g. Rotor-50 Crs. Initial spares-5 Crs.

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -9B

STATEMENT OF ADDITIONAL CAPITALISATION DURING FAG END OF USEFUL LIFE OF THE PROJECT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

For Financial Year

Sl. No.	Year	Work/ Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual/ Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col.4	Cash basis	IDC included in Col. 4			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6=4-5)	(7)	(8)	(9)	

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justificaiton for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -9Bi

DETAILS OF ASSETS DE-CAPITALIZED DURING THE PERIOD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sl. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional	Original value of the Asset Capitalised	Year put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise details need to be submitted

PART-I
FORM TPS -9C

STATEMENT SHOWING RECONCILIATION OF ADDITIONAL CAPITAL EXPENDITURE (ACE) CLAIMED WITH THE CAPITAL ADDITIONS AS PER BOOKS

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sl. No.	Particulars	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	Closing Gross Block			
	Less: Opening Gross Block			
	Total Additions as per books			
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)			
	Net Additions pertaining to instant project/ Unit/ Stage			
	Less: Exclusions (items not allowable/ not claimed)			
	Net Additional Capital Expenditure Claimed			

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -9D

STATEMENT SHOWING ITEMS/ASSETS/WORKS CLAIMED UNDER EXCLUSIONS

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sl. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col.3	Cash basis	IDC included in Col.3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

Note:
1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.
2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -9E

STATEMENT OF CAPITAL COST

(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -9F

STATEMENT OF CAPITAL WORKS IN PROGRESS
(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date
A	a) Opening CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:
1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -10

FINANCING OF ADDITIONAL CAPITALISATION

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Date of Commercial Operation

(Amount in Rs. Lakh)

	Actual			Admitted		
Financial Year (Starting from COD)[1]	Year 1	Year 2	Year 3 & so on	Year 1	Year 2	Year 3 & so on
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Amount capitalized in Work/Equipment						
Financing Details						
Loan-1						
Loan-2						
Loan-3 and so on						
Total Loan[2]						
Equity						
Internal Resources						
Others(Pl. specify)						
Total						

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year-2, Year-3 etc. are the subsequent financial years respectively
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -11

CALCULATION OF DEPRECIATION

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Name of the Assets[1]	Gross Block as on 31.03.2016 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.2019	Depreciation Rates as per MPERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year upto 31.03.2019
	1	2	3	4=Col.2 x Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation %			

* *Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -12

STATEMENT OF DEPRECIATION

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Opening Capital Cost				
	Closing Capital Cost				
	Average Capital Cost				
	Freehold land				
	Rate of depreciation				
	Depreciable value				
	Balance useful life at the beginning of the period				
	Remaining depreciable value				
	Depreciation (for the period)				
	Depreciation (annualized)				
	Cumulative depreciation at the end of the period				
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009/ Station COD				
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalization				
	Net Cumulative depreciation at the end of the period				

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period

PART-I

FORM TPS -13

CALCULATION OF WEIGHTED AVERAGE RATE OF INTEREST ON ACTUAL LOANS[1]

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
Loan-1				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Loan-2				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				

Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Loan-3 and so on				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Total Loan				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Weighted average Rate of Interest on Loans				

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -13A

CALCULATION OF INTEREST ON NORMATIVE LOAN

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Gross loan - Opening				
	Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year				
	Net Normative loan - Opening				
	Add: Increase due to addition during the year/period				
	Less: Decrease due to de-capitalization during the year/ period				
	Less: Decrease due to reversal during the year/ period				
	Add: Increase due to discharges during the year/ period				
	Net Normative loan - Closing				
	Average Normative Loan				
	Weighted average rate of interest				
	Interest on loan				

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -13B

CALCULATION OF INTEREST ON WORKING CAPITAL

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	Cost of Coal				
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil[1]				
3	O & M Expenses				
4	Maintenance Spares				
5	Receivables				
6	Total Working Capital				
7	Rate of Interest				
8	Interest on Working Capital				

Note:

1. For Coal based/ Lignite based generating stations

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -13C

OTHER INCOME AS ON COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	Interest on Loans and advance				
2	Interest received on deposits				
3	Income from Investment				
4	Income from sale of scrap				
5	Rebate for timely payment				
6	Surcharge on late payment from beneficiaries				
7	Rent from residential building				
8	Misc. receipts (Please Specify Details)				
....	....				
....	.... (add)				

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS-13D

INCIDENTAL EXPENDITURE DURING CONSTRUCTION UP TO SCHEDULED COD AND UP TO ACTUAL/ ANTICIPATED COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/ Anticipated COD
A	**Head of Expenses:**		
1	Employees[1] Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other Pre-Operating Expenses		
....	....		
....	....		
B	**Total Expenses**		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house rent		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	...		

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -13E

EXPENDITURE UNDER DIFFERENT PACKAGES UP TO SCHEDULED COD AND UP TO ACTUAL/ ANTICIPATED COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/ Anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	_ _ _ _ _ _ _ _		
5	_ _ _ _ _ _ _ _		
6			

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -14

DRAW DOWN SCHEDULE FOR CALCULATION OF IDC & FINANCING CHARGES

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sl. No.	Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)
1	**Loans**									
1.1	**Foreign Loans**									
1.1.1	**Foreign Loan[1]**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	**Foreign Loan[2]**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation Hedging Cost									
	Hedging Cost									
1.1.3	**Foreign Loan[3]**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation Hedging Cost									
	Hedging Cost									
1.1.4	----									

1.1	**Total Foreign Loans**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	**Indian Loans**									
1.2.1	**Indian Loan[1]**									
	Draw down Amount	----	----		----	----		----	----	
	IDC	----	----		----	----		----	----	
	Financing charges	----	----		----	----		----	----	
1.2.2	**Indian Loan[2]**									
	Draw down Amount	----	----		----	----		----	----	
	IDC	----	----		----	----		----	----	
	Financing charges	----	----		----	----		----	----	
1.2.3	**Indian Loan[3]**									

	Draw down Amount	----	----		----	----		----	----	
	IDC	----	----		----	----		----	----	
	Financing charges	----	----		----	----		----	----	
1.2.4	----	----	----		----	----		----	----	
	----	----	----		----	----		----	----	
	----	----	----		----	----		----	----	
1.2	**Total Indian**									
	Draw down Amount	----	----		----	----		----	----	
	IDC	----	----		----	----		----	----	
	Financing charges	----	----		----	----		----	----	
1	**Total of Loans drawn**									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	**Equity**									
2.1	**Foreign Equity Drawn**									
2.2	**Indian Equity Drawn**	----	----		----	----		----	----	
	Total Equity Deployed									

Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -14A

ACTUAL CASH EXPENDITURE

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	**Quarter-I**	**Quarter-II**	**Quarter-III**	**Quarter-n (COD)**
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors/ suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS -15

DETAILS/INFORMATION TO BE SUBMITTED IN RESPECT OF FUEL FOR COMPUTATION OF ENERGY CHARGES[1]

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Month	Unit	For Preceding					
			3rd Month (from COD or from 1.4.2016 as the case may be)		2nd Month (from COD or from 1.4.2016 as the case may be)		1st Month (from COD or from 1.4.2016 as the case may be)	
			Domestic	Imported	Domestic	Imported	Domestic	Imported
1	Quantity of Coal supplied by Coal Company	(MMT)						
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal Company	(MMT)						
3	Coal supplied by Coal Company (1+2)	(MMT)						
4	Normative Transit & Handling Losses (For coal based Projects)	(MMT)						
5	Net Coal Supplied (3-4)	(MMT)						
6	Amount charged by the Coal Company	(Rs.)						
7	Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal Company	(Rs.)						
8	Total amount charged (6+7)	(Rs.)						
9	Transportation charges by rail/ ship/ road transport	(Rs.)						
10	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/ Transport Company	(Rs.)						
11	Demurrage Charges, if any	(Rs.)						
12	Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs.)						
13	Total Transportation Charges (9+/ -10-11+12)	(Rs.)						
14	Total amount charged for coal supplied including transportation (8+13)	(Rs.)						
15	Landed cost of coal	Rs./MT						
16	Blending Ratio (Domestic/ Imported)							
17	Weighted average cost of coal for preceding three months	Rs./MT						
18	GCV of Domestic Coal as per bill of Coal Company							
19	GCV of Imported Coal as per bill Coal Company							
20	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Billed	(kCal/Kg)						
21	GCV if Domestic Coal as received at Station							
22	GCV if Imported Coal as received at Station							
23	Weighted average GCV of coal as Received							

Note:

1. Similar details to be furnished for natural gas/ liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil for coal/ lignite based thermal plants with appropriate units
2. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.

(Petitioner)

PART-I

FORM TPS - 16

DETAILS/INFORMATION TO BE SUBMITTED IN RESPECT OF CAPITAL SPARES

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional capitalisation	Funded through compensatory allowance	Funded through Special Allowance (if applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

PART-I

FORM TPS - 17

LIABILITY FLOW STATEMENT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Party	Asset/Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2016	Discharges (Yearwise)	Reversal (Yearwise)

(Petitioner)

APPENDIX IV

PART-II

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Hydro Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM HPS-1	Summary Sheet	
FORM HPS-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM HPS-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM HPS-4	Details of Foreign loans	
FORM HPS-4A	Details of Foreign Equity	
FORM HPS-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM HPS-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM HPS-5B	Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station	
FORM- HPS5C	Break-up of Capital Cost for Plant and Equipment	
FORM HPS-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM HPS-5Ei	In case there is cost over run	
FORM HPS-5Eii	In case there is time over run	
FORM HPS-5F	In case there is claim of additional RoE	
FORM HPS-6	Financial Package upto COD	
FORM HPS-7	Details of Project Specific Loans	
FORM HPS- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM HPS-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM HPS-9B	Statement of Additional Capitalisation during fag end of the Project	
FORM HPS-9Bi	Details of Asset De-capitalised during the period	
FORM HPS-9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books	
FORM HPS-9D	Statement showing items/ assets/ works claimed under Exclusions	
FORM HPS-9E	Statement of Capital Cost	
FORM HPS-9F	Statement of capital works in progress	
FORM HPS-10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM HPS-11	Calculation of Depreciation	
FORM HPS-12	Statement of Depreciation	
FORM HPS-13	Calculation of weighted average rate of interest on actual loans	
FORM HPS-13A	Calculation of interest on Normative loan	
FORM HPS-13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM HPS-13C	Other Income as on COD	
FORM HPS-13D	Incidental Expenditure during Construction	
FORM HPS-14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM HPS-14A	Actual cash expenditure	
FORM HPS-15A	Deign energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM HPS-15B	Deign energy and MW Continuous (month wise)- ROR type new stations	
FORM HPS-16	Liability Flow Statement	

PART-II
FORM HPS-1

Summary Sheet

Name of the Generating Company :
Name of the Power Station :
Place (Region/ District/ State):

(Rs. in lacs)

S. No.	Particulars		Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2		3	4	5	6
1	Depreciation					
2	Interest on Loan					
3	Return on Equity[1]					
4	Interest on Working Capital					
5	O & M Expenses					
	Total					

Note
1 : Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

Form-1(I) - Statement showing claimed capital cost:

(Rs. in lacs)

S. No.	Particulars	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5
	Opening Capital Cost			
	Add: Addition during the year/ period			
	Less: Decapitalisation during the year/ period			
	Less: Reversal during the year/ period			
	Add: Discharges during the year/ period			
	Closing Capital Cost			
	Average Capital Cost			

Form-1(II) - Statement showing Return on Equity:

(Rs. in lacs)

S. No.	Particulars	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5
	Opening Equity			
	Add: Increase due to addition during the year/ period			
	Less: Decrease due to decapitalisation during the year/ period			
	Less: Decrease due to reversal during the year/ period			
	Add: Increase due to discharges during the year/ period			
	Closing Equity			
	Average Equity			
	Rate of ROE			
	Rate on Equity			

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation

NAME OF THE PETITIONER:
NAME OF THE GENERATING STATION :

Year Ending March

Sl. No.	Description	Unit	As Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	Installed Capacity	MW				
2	Free power to home state	%				
3	Date of commercial operation (actual/ anticipated)					
	Unit-1					
	Unit-2					
	Unit-3					
4	Type of Station					
	a) Surface/underground					
	b) Purely ROR/ Pondage/Storage					
	c) Peaking/non-peaking					
	d) No. of hours of peaking					
	e) Overload capacity(MW) & period					
5	Type of excitation					
	a) Rotating exciters on generator					
	b) Static excitation					
6	Design Energy (Annual)[1]	Gwh				
7	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%				
8	Normative Plant Availability Factor (NAPAF)					
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M				
9.2	Receivables for WC	in Months				
9.3	Base Rate of Return on Equity	%				
9.4	Tax Rate	%				
9.5	Effective Tax Rate3					
9.5	SBI Base Rate + 350 basis points as on .2	%				

[1] Month wise Design energy figures to be given separately with the petition.

2 Mention relevant date

[3] Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 25 i.e. actual tax (or advance tax)/ gross income, where

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-3

Salient Features of Hydroelectric Project

NAME OF THE PETITIONER:
NAME OF THE GENERATING STATION:

1. Location	
State/Distt.	
River	
2. Diversion Tunnel	
Size, shape	
Length (M)	
3. Dam	
Type	
Maximum dam height (M)	
4. Spillway	
Type	
Crest level of spillway (M)	
5. Reservoir	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
6. De-silting Chamber	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
7. Head Race Tunnel	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
8. Surge Shaft	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
9. Penstock/Pressure shafts	
Type	
Diameter & Length (M)	
10. Power House	
Installed capacity (No of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	
Rated Discharge(Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	
MW Capability at FRL	
MW Capability at MDDL	
11. Tail Race Tunnel/Channel	
Diameter (M) , shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
12. Switchyard	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	

Note: Specify limitation on generation during specific time period(s) on account of restrictions on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Company _____
Exchange Rate at COD _____
Exchange Rate as on 31.03.2016 _____

(Amount in lacs)

Sl.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchang	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency2[1] & so on												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.
[2] In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.
[3] Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.
Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

PART-II

FORM HPS-4A

Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Exchange Rate on date/s of infusion _____

Sl.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency2[1]**												
1													
2													
3													
	Currency3[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency4[1] & so on**												
1	At the date of infusion[2]												
2													
3													

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.

[2] In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner : _____

Name of the Generating Station : _____

	Capital Cost as admitted by MPERC	
a)	**Capital cost admitted as on**_____	
	(Give reference of the relevant MPERC Order with Petition No. & Date)	
b)	Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)	
c)	Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)	
d)	Total Foreign Component (Rs. Lakh)	
e)	Domestic Component (Rs. Lakh)	
f)	Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)	
	Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f)	

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects

Name of the Generating Company : _____

Name of the Power Station : _____

New Projects
Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:	**Present Day Cost**	**Completed Cost**
Price level of approved estimates	As of End of _____Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs.Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning as per investment approval		
Scheduled COD of Unit-I		
Scheduled COD of Unit-II		

Scheduled COD of last Unit/Station		

Note:
1. Copy of approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5B

Break up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station

NAME OF THE PETITIONER:
NAME OF THE GENERATING STATION:

(Rs. in Lakh)

Sl. No.	Break Down	Original cost as approved by Authority/ Investment Approval	Actual capital expenditure as on actual/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (6=3-4-5))	Reasons for Variation
1	2	3	4	5	6	7
1.0	**Infrastructure Works**					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land*					
1.3	R & R Expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tools & Plants					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Losses on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
1.12	**Total (Infrastructure works)**					
2.0	**Major Civil Works**					
2.1	Dam, Intake & Desilting Chambers					
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
2.5	**Total (Major Civil Works)**					
3.0	**Hydro Mechanical equipments**					

4.0	**Plant & Equipment**					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
4.2	**Total (Plant & Equipment)**					
5.0	**Taxes and Duties**					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
5.3	**Total Taxes & Duties**					
6.0	**Construction & Pre-commissioning expenses**					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					
6.4	**Total (Const. & Pre-commissioning)**					
7.0	**Overheads**					
7.1	Establishment					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Resettlement					
7.6	**Total (Overheads)**					
8.0	**Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
9.0	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
9.1	Interest During Construction (IDC)					
9.2	Financing Charges (FC)					
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.4	Hedging Cost					
9.5	**Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
10.0	**Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					

** Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**
5. A list of balance work assets/ work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5C

Break up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Project)

NAME OF THE PETITIONER:
NAME OF GENERATING STATION:

(Rs. in lakhs)

Sl. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual/Anticipated COD	Variation	Reasons for Variation*
1	2	3	4	5	6
1.0	**Generator, turbine & Accessories**				
1.1	Generator package				
1.2	Turbine package				
1.3	Unit control Board				
1.4	C & I package				
1.5	Bus Duct of GT connection				
1.6	**Total (Generator, turbine & Accessories)**				
2.0	**Auxiliary Electrical Equipment**				
2.1	Step up transformer				
2.2	Unit Auxiliary Transformer				
2.3	Local supply transformer				
2.4	Station transformer				
2.5	SCADA				
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board				
2.7	Telecommunication equipment				
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				
2.10	Diesel generating sets				
2.11	**Total (Auxiliary Elect. Equipment)**				

3.0	**Auxiliary equipment & services for power station**				
3.1	EOT crane				
3.2	Other cranes				
3.3	Electric lifts & elevators				
3.4	Cooling water system				
3.5	Drainage & dewatering system				
3.6	Fire fighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
3.11	**Total (Auxiliary equipt. & services for PS)**				
4.0	**Switchyard package**				
5.0	**Initial spares for all above equipments**				
6.0	**Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost**				
7.0	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**				
7.1	Interest During Construction (IDC)				
7.2	Financing Charges (FC)				
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				
7.4	Hedging Cost				
7.5	**Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost**				
8.0	**Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**				

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons for such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over run was beyond the control of the generating company

(Petitioner)

PART-II

FORM HPS-5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station :

1	**Name/No. of Construction / Supply / Service Package**	**Package A**	**Package B**	**Package C**	**.....**	**Total Cost of all packages**
2	Scope of works[1] (in line with head of cost break-ups as					
3	Whether awarded through ICB/DCB/Departmentally/ Deposit					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/ Expected date of completion of					
8	Value of Award[2] in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub-total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

[1] If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5Ei

In case there is cost over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S.No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost and incurred/ to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1	**Cost of Land & Site Development**					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	**Plant & Equipment**					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	**BOP Mechanical**					
2.3.1	Fuel Handling & Storage System					
2.3.2	External Water Supply System					
2.3.3	DM Water Plant					
2.3.4	Clarification Plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage System					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire Fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	**BOP Electrical**					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch Gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. Set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C&I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	**Initial Spares**					
4	**Civil Works**					
4.1	Main Plant/ Adm. Building					
4.2	CW System					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM Water Plant					
4.5	Clarification Plant					
4.6	Chlorination Plant					
4.7	Fuel Handling & Storage System					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					

4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash Disposal Area Development					
4.12	Fire Fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. Construction & Enabling Works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil Works					
5	**Construction & Pre-Commissioning Expenses**					
5.1	Erection Testing and Commissioning					
5.2	Site Supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up Fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					
6	**Overheads**					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital Cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*Submit details of Freehold and Lease hold land

Note: Impact on account of each reason for cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5EII

In case there is time over run

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No.	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-run Days	Reasons for delay	Other Activity effect (Mention Sr. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
.....	.....							

1. Delay on account of each reason in case of time over run should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicates the activities on critical path

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5F

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Project	Completion Time as per Investment approval				Actual Completion time				Qualifying time schedule (As per regulation)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	Months
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
.....									
.....									

Note: Necessary documentary evidence in support of actual completion time to be submitted in accordance with Regulations

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project Cost as on COD[1]

Date of Commercial Operation of the Station[2]

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount[3]		Currency and Amount[3]		Currency and Amount[3]	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US $	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

[1] Say Rs. 80 Cr. + US $ 200m or Rs.1320 Cr including US $200m at an exchange rate of US $=Rs.62/-

[2] Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit

[3] For example : US $ 200m etc.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-7

Details of Project Specific Loans

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2016/COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details[17]						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2016 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately

[14] If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

[15] In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2016 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.

[18] In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.

[19] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.

[20] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

[21] Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.

[22] Copy of loan agreement

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2016/COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details[17]						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2016 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawal may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately

[14] If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

[15] In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2016 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.

[18] In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.

[19] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.

[20] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges

[21] Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.

[22] Copy of loan agreement

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9A

Year wise Statement of Additional Capitalization after COD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD for Financial Year

S. No	Head of Work/Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col. 3	Cash basis	IDC included in Col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose
2. The above information needs to be furnished separately for each year/ period of tariff period 2016-19
3. In case of de-capitalization of assets separate details to be furnished at Column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalization of such asset to be furnished at Column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalized during that year and original value of such asset to be shown at Col. 3. And impaired value if any, year of its capitalization to be mentioned at Column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. Eg. Rotor - 50 Crs. Initial Spares - 5 Crs.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9B

Statement of Additional Capitalization during fag end of the Project

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sr. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalized/ Proposed to be capitalized (Rs. Lakh)	Justification for capitalization proposed	Impact of life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note:
1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulation under which claim and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9Bi

Details of Assets De-Capitalized during the period

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Region **State** **District**

Sr. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalized	Year put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9C

Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sr. No.	Particulars	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5
	Closing Gross Block			
	Less: Opening Gross Block			
	Total Additions as per books			
	Less: Additions pertaining to other Stages (Give Stage wise breakup)			
	Net Additions pertaining to instant project/ Unit/ Stage			
	Less: Exclusions (items not allowable/ not claimed)			
	Net Additional Capital Expenditure Claimed			

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9D

Statement showing items/ assets/ works claimed under Exclusions

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sr. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col. 3	Cash basis	IDC included in Col. 3	
1	2	3	4	5	6	7

Note:

1. Exclusion claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed etc.
2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be motioned. It is to be certified that exclusion

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9E

Statement of Capital Cost
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No		Particulars	As on relevant date
A	a)	**Open Gross Block Amount as per books**	
	b)	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c)	Amount of IDC in A(a) above	
	d)	Amount of FC in A(a) above	
	e)	Amount of FERV in A(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g)	Amount of IEDC in A(a) above	
B	a)	**Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchase)**	
	b)	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c)	Amount of IDC in B(a) above	
	d)	Amount of FC in B(a) above	
	e)	Amount of FERV in B(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g)	Amount of IEDC in B(a) above	
C	a)	**Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from**	
	b)	Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c)	Amount of IDC in C(a) above	
	d)	Amount of FC in C(a) above	
	e)	Amount of FERV in C(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g)	Amount of IEDC in C(a) above	
D	a)	**Deletion in Gross Block Amount during the period**	
	b)	Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c)	Amount of IDC in D(a) above	
	d)	Amount of FC in D(a) above	
	e)	Amount of FERV in D(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g)	Amount of IEDC in D(a) above	
E	a)	**Closing Gross Block Amount as per books**	
	b)	Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c)	Amount of IDC in E(a) above	
	d)	Amount of FC in E(a) above	
	e)	Amount of FERV in E(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g)	Amount of IEDC in E(a) above	

Note:
1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9F

Statement of Capital Works in Progress
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No		Particulars	As on relevant date
A	a)	**Opening CWIP as per books**	
	b)	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c)	Amount of IDC in A(a) above	
	d)	Amount of FC in A(a) above	
	e)	Amount of FERV in A(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g)	Amount of IEDC in A(a) above	
B	a)	**Addition in CWIP during the period**	
	b)	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c)	Amount of IDC in B(a) above	
	d)	Amount of FC in B(a) above	
	e)	Amount of FERV in B(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g)	Amount of IEDC in B(a) above	
C	a)	**Transferred to Gross Block Amount during the period**	
	b)	Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c)	Amount of IDC in C(a) above	
	d)	Amount of FC in C(a) above	
	e)	Amount of FERV in C(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g)	Amount of IEDC in C(a) above	
D	a)	**Deletion in CWIP during the period**	
	b)	Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c)	Amount of IDC in D(a) above	
	d)	Amount of FC in D(a) above	
	e)	Amount of FERV in D(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g)	Amount of IEDC in D(a) above	
E	a)	**Closing CWIP as per books**	
	b)	Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c)	Amount of IDC in E(a) above	
	d)	Amount of FC in E(a) above	
	e)	Amount of FERV in E(a) above	
	f)	Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g)	Amount of IEDC in E(a) above	

Note:
1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-10

Financing of Additional Capitalization

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Date of Commercial Operation

(Amount in Rs. lakhs)

Financial Year (Starting from COD)[1]	Actual			Admitted		
	Year1	Year2	Year 3 & so on	Year1	Year2	Year 3 & so on
1	2	3	4	5	6	7
Amount capitalized in Work/Equipment						
Financing Details						
Loan-1						
Loan-2						
Loan-3 and so on						
Total Loan[2]						
Equity						
Internal Resources						
Others (Pl. Specify)						
Total						

Note:

[1] Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.

[2] Loan details for meeting the additional capitalization requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is

Petitioner

PART-II

FORM HPS-11

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. no.	Name of the Assets[1]	Gross Block as on 31.03.2016 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter up to 31.3.19	Depreciation Rates as per MPERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.19
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

** Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

[1] Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-12

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

(Amounting Rs. Lakh)

Sl. No	Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6
	Opening Capital Cost				
	Closing Capital Cost				
	Average Capital Cost				
	Freehold land*				
	Rate of depreciation				
	Depreciable value				
	Balance useful life at the beginning of the period				
	Remaining depreciable value				
	Depreciation (for the period)				
	Depreciation (annualized)				
	Cumulative depreciation at the end of the period				
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account				
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalization				
	Net Cumulative depreciation at the end of the period				

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period

(Petitioner)

PART-II

FORM HPS-13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans[1]

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakhs)

Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
2	3	4	5	6
Loan-1				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Loan-2				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Loan-3 and so on				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Total Loan				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add: Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Average Net Loan				
Interest on loan				
Weighted average Rate of Interest on Loans				

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

PART - II
FORM HPS - 13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner
Name of the Generation Station

(Amount in Rs. lakhs)

Sl. No.	Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6
	Gross Normative loan - Opening				
	Cumulative repayment of Normative Loan up to previous year				
	Net Normative loan - Opening				
	Add: Increase due to addition during the year/period				
	Less: Decrease due to de-capitalization during the year/period				
	Less: Decrease due to reversal during the year/period				
	Add: Increase due to discharge during the year/ period				
	Net Normative loan - Closing				
	Average Normative Loan				
	Weighted average Rate of Interest				
	Interest on loan				

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. lacs)

Sl. No.	Particulars	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6
1	O&M Expenses				
2	Maintenance Spares				
3	Receivables				
4	Total Working Capital				
5	Rate of Interest				
6	**Interest on Working Capital**				

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13C

Other Income as on actual/ anticipated COD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

(Amount in Rs. lacs)

Sl. No.	Parameters	Existing 2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	Interest on Loans and advance				
2	Interest received on deposits				
3	Income from Investment				
4	Income from sale of scrap				
5	Rebate for timely payment				
6	Surcharge on late payment from beneficiaries				
7	Rent from residential building				
8	Misc. receipts (Please specify details)				
...	...				
...	... (add)				

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13D

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

(Amount in Rs. lacs)

Sl. No	Parameters	Upto Scheduled COD	Up to actual/ anticipated COD
A	Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other pre-Operating Expenses		
	.....		
	.....		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	...		

(Petitioner)

PART-II

FORM HPS-14

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

Name of the Petitioner

Name of the Power Station

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)
1	Loans									
1.1	Foreign Loans									
1.1.1	Foreign Loan[1]									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	Foreign Loan[2]									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	Foreign Loan[3]									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	- -									
	- -									
	- -									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan[1]									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	Indian Loan[2]									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	Indian Loan[3]									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	- -	--	--		--	--		--	--	
	- -	--	--		--	--		--	--	
	- -	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1 Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is

2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

4. Detailed calculation of IDC (Actual drawal and repayment dates and amount, rates of interest, etc) should be furnished.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-14A

Actual Cash Expenditure

Name of the Petitioner
Name of the Power Station

(Amount in Rs. Lakh)

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/ suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished.

(Petitioner)

PART-II

FORM HPS-15A

Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Generating Company

Name of the Hydro-electric Generating Station

Installed Capacity : No of units X .MW=

Month		Design Energy* (MUs)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			

*As per DPR/TEC of CEA dated.....

Note :

Specify the number of peaking hours for which station has been designed.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS -15B

Design energy and MW Continuous (month wise) - ROR type stations

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Generating Company

Name of the Hydro-electric Generating Station

Installed Capacity : No of units X .MW=

Month		Design Energy* (MUs)	MW continuous*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			

*As per DPR/TEC of CEA dated.....

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-16

Liability Flow Statement

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Party	Asset/Work	Year of actual capitalization	Original Liability	Liability as on 31.03.2016	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)

(Petitioner)

नियंत्रक, शासकीय मुद्रण तथा लेखन सामग्री, मध्यप्रदेश द्वारा शासकीय केन्द्रीय मुद्रणालय, भोपाल से मुद्रित तथा प्रकाशित—2016.